

**Научный центр нелинейной волновой механики и технологии РАН
(НЦ НВМТ РАН)**

На правах рукописи

ИСМАГИЛОВ РУСТАМ НАИЛЕВИЧ

**РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ
ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Специальность: 25.00.17 – "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений"

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук,
профессор
Алиев Загид Самедович

Москва, 2014

СОДЕРЖАНИЕ

| | Стр. |
|--|------|
| ВВЕДЕНИЕ..... | 5 |
| ГЛАВА I. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЗАЛЕЖИ | 12 |
| 1.1 Технологии определения газоконденсатной характеристики залежи..... | 12 |
| 1.2 Данные о газоконденсатной характеристике залежи, получаемые при промысловых исследованиях на газоконденсатность..... | 14 |
| 1.3 Данные о газоконденсатной характеристике залежи, получаемые лабораторными исследованиями проб газа и конденсата..... | 17 |
| 1.3.1 Составы пластового газа и конденсата газоконденсатных месторождений..... | 18 |
| 1.3.2 Потери конденсата в пласте..... | 19 |
| 1.3.3 Коэффициент извлечения конденсата..... | 24 |
| 1.4 Приближенный метод получения изотерм конденсации при отсутствии промысловых установок для исследования скважин на газоконденсатность..... | 25 |
| 1.5 Анализ изученности влияния газогидродинамических процессов при исследовании скважин на газоконденсатность на достоверность определения газоконденсатной характеристики залежи..... | 28 |
| 1.6 Выводы по главе 1..... | 40 |
| ГЛАВА 2. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ВЫПАДЕНИЯ, НАКОПЛЕНИЯ И ЧАСТИЧНОГО ВЫНОСА КОНДЕНСАТА, ВЫПАВШЕГО В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ ПЛАСТА..... | 42 |
| 2.1 Основные факторы, повышающие интенсивность насыщения призабойной зоны пласта выделяющимся в ней конденсатом..... | 42 |
| 2.2 Приближенный учет влияния кольтматации призабойной зоны пласта, вызванной выпадением конденсата, на продуктивную характеристику вертикальных и горизонтальных газоконденсатных скважин..... | 54 |
| 2.2.1 Приближенный учет влияния кольтматации на продуктивную | |

| | |
|---|-----|
| характеристику вертикальных газоконденсатных скважин..... | 57 |
| 2.2.2 Приближенный учет влияния кольтматации на продуктивную характеристику горизонтальных газовых скважин, вскрывших однородные пласты..... | 63 |
| 2.3 Теоретические основы изучения процесса выделения в пласте конденсата на продолжительность стабилизации его выпадения и на продолжительность работы скважины при ее исследовании на газоконденсатность..... | 74 |
| 2.4 Создание геолого-математической модели газоконденсатного месторождения для изучения влияния выделяющегося в призабойной зоне конденсата на его стабильный выход и производительность вертикальной и горизонтальной скважин..... | 83 |
| 2.4.1 Изучение влияния выделившегося конденсата в призабойной зоне пласта, вскрытого вертикальной скважиной на результаты газоконденсатных исследований и на ее производительность..... | 86 |
| 2.4.2 Создание геолого-математической модели фрагмента газоконденсатного месторождения для изучения влияния выделившегося в призабойной зоне пласта конденсата на его стабильный выход и на производительность горизонтальной скважины..... | 97 |
| 2.5 Выводы по главе 2..... | 98 |
| Глава 3. ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ ВЕРТИКАЛЬНЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ГАЗОКОНДЕНСАТНОСТЬ..... | 104 |
| 3.1 Математические эксперименты, выполненные при фильтрации газа и конденсата в окрестности вертикальной скважины..... | 104 |
| 3.2 Математические эксперименты, выполненные при фильтрации газа и конденсата в окрестности горизонтальной скважины..... | 114 |
| 3.3 Влияние порога подвижности выпавшего в призабойной зоне конденсата на продолжительность процесса стабилизации его выхода и на производительность скважины..... | 136 |
| 3.4 Сравнение результатов процесса насыщения призабойной зоны пласта выпавшим конденсатом при вскрытии газоконденсатной залежи | |

| | |
|--|-----|
| вертикальной и горизонтальной скважиной..... | 143 |
| 3.5 Методика газогидродинамических исследований вертикальных и горизонтальных скважин..... | 149 |
| 3.6 Выводы по главе 3..... | 151 |
| Глава 4. ПРОМЫСЛОВЫЕ ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЕРТИКАЛЬНЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН..... | 154 |
| 4.1 Постановка промыслового эксперимента в соответствии с требованиями газогидродинамических исследований в условиях выпадения конденсата в призабойной зоне скважины..... | 154 |
| 4.2 Промысловые исследования вертикальных и горизонтальных скважин на газоконденсатность..... | 159 |
| 4.3 Определение продуктивности вертикальных и горизонтальных скважин газоконденсатных месторождений..... | 174 |
| 4.4 Определение фильтрационных параметров газоконденсатного пласта при вскрытии вертикальными и горизонтальными скважинами..... | 178 |
| 4.5 Выводы по главе 4..... | 196 |
| ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ..... | 197 |
| СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ..... | 201 |

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность проблемы. Процесс конденсации при снижении пластового давления в процессе разработки газоконденсатной залежи приводит к насыщению пористой среды выпавшим конденсатом, что влияет на достоверность определения содержания конденсата в газе при газоконденсатных исследованиях скважин и на их производительность. Максимальное снижение давления происходит в призабойной зоне ствола скважины, а минимальное у контура зоны, дренажируемой скважиной. Такое распределение давления приводит к неравномерному выделению конденсата в пласте и, следовательно, к неравномерному насыщению пористой среды выпавшим конденсатом в указанной зоне. Все удельные запасы газоконденсатной смеси, приходящие на долю каждой эксплуатационной скважины, проходят через призабойную зону, где имеет место максимальное снижение давления в пласте. Поэтому в этой зоне выделяется максимальное количество конденсата и это приводит к более интенсивному насыщению этой зоны конденсатом, в результате которого существенно снижается фазовая проницаемость газообразной фазы. Снижение фазовой проницаемости уменьшает производительность газоконденсатной скважины. Процесс выделения, накопления и частичный вынос выпавшего в призабойной зоне конденсата нестационарный во времени и по координатам x , y и z . В такой постановке этот процесс до настоящего времени не изучен. Необходимость изучения этого процесса обусловлена стремлением достоверно прогнозировать число и производительность проектируемых эксплуатационных скважин с учетом выпадения конденсата в пласте, в особенности, в призабойной зоне, а также газогидродинамически обосновать технологию исследования скважин на газоконденсатность. Представленная диссертационная работа посвящена изучению в точной постановке влияния выделения, накопления и частичного выноса из призабойной зоны пласта выпавшего конденсата на производительность газоконденсатных скважин и разработке методики газогидродинамических исследований на

газоконденсатность путем геологоматематического моделирования фрагментов газоконденсатных месторождений при их освоении вертикальными и горизонтальными скважинами.

Цель работы - повышение эффективности разработки газоконденсатных месторождений путем повышения информативности газогидродинамических методов исследований скважин для прогнозирования производительности проектируемых эксплуатационных скважин с учетом содержания конденсата в пластовом флюиде.

Основные задачи исследований:

1. Анализ и обобщение работ, посвященных газоконденсатным исследованиям по изучению выделения конденсата в призабойной зоне пласта.
2. Исследование влияния процесса стабилизации забойного давления и дебита после пуска в работу газоконденсатной скважины, снижения пластового давления в процессе разработки, на производительность скважины и на стабилизацию дебита конденсата при исследовании на газоконденсатность.
3. Изучение выпадения, накопления и частичного выноса из призабойной зоны пласта конденсата при вскрытии пласта вертикальным стволом, путем моделирования фрагментов газоконденсатных месторождений с различными емкостными и фильтрационными свойствами.
4. Изучение влияния выпадения, накопления и частичного выноса из призабойной зоны конденсата на производительность горизонтальных газоконденсатных скважин с учетом изменения забойного давления по длине горизонтального участка ствола.
5. Изучение влияния размеров зоны пласта, насыщенной выпавшим конденсатом, на производительность газоконденсатных скважин.
6. Изучение влияние на производительность газоконденсатных скважин содержание конденсатов в пластовом газе и его потерь в пласте.

7. Изучение влияние порога подвижности выпавшего конденсата на производительность газоконденсатных скважин и на продолжительность стабильного выхода конденсата при газоконденсатных исследованиях.

Методы исследования и достоверность результатов. Результаты базируются на лабораторных и промысловых исследованиях свойств газоконденсата, математическом моделировании процессов фильтрации газожидкостных сред в пористой среде, промысловых исследованиях вертикальных и горизонтальных скважин на газоконденсатность.

Достоверность результатов исследования базируется на сходимости фактических и расчетных значений параметров, полученных с помощью моделей и фактических промысловых данных.

Научная новизна выполненной работы

1. Установлено, что на достоверность результатов газоконденсатных исследований влияют: конструкция скважин; содержание конденсата в пластовом газе и величина его потерь в пласте; фильтрационные свойства коллектора; величина депрессии на пласт; процесс стабилизации забойного давления, структура газоконденсатного потока по стволу; глубина спуска и диаметр фонтанных труб; конструкция сепаратора и термобарические условия сепарации газа.

2. Научно обоснована продолжительность процесса выделения, накопления и частичного выноса из призабойной зоны конденсата и стабилизация его выноса, по достижению которого следует исследовать скважину на газоконденсатность, что позволило достоверно оценить газоконденсатную характеристику месторождения.

3. Установлено влияние выпавшего в призабойной зоне конденсата на производительность скважин различных конструкций и на стабильный выход конденсата при газоконденсатных исследованиях на основе системы уравнений многомерной, многофазной нестационарной фильтрации газоконденсатной смеси с фазовыми переходами в неоднородной анизотропной пористой среде к вертикальной и горизонтальной скважинам с

учетом гравитационных и капиллярных сил, изменения забойного давления по длине ствола в продуктивном интервале, изменения свойств пористой среды и газоконденсатной смеси от давления, порога подвижности выпавшего конденсата при различных емкостных и фильтрационных свойствах пласта и др. Уточнено влияние порога подвижности выпавшего конденсата в призабойной зоне на степень снижения производительности вертикальных и горизонтальных газоконденсатных скважин.

4. Установлено, что степень насыщения призабойной зоны пласта выпавшим конденсатом при его вскрытии горизонтальным стволом является переменной по длине горизонтального участка. Максимальное насыщение призабойной зоны выпавшим конденсатом имеет место у начала горизонтального участка ствола. Поэтому продолжительность процесса насыщения до порога подвижности конденсатом призабойной зоны пласта вскрытого горизонтальным стволом по всей длине оказывается более длительной по отношению к вертикальной скважине.

Основные защищаемые положения:

1. Математическая модель движения газоконденсатной смеси по стволу скважины с соблюдением условия выноса жидкой и твердых примесей в потоке газа, исключающего накопление конденсата на забое.

2. Математическая модель многомерной, многофазной и многокомпонентной нестационарной фильтрации в однородной и неоднородной анизотропной пористой среде с учетом: влияния капиллярных и гравитационных сил; фазовых переходов и изменения фазовых проницаемостей; изменения свойств пористой среды и насыщающих ее флюидов из-за изменения давления в результате создания депрессии на пласт и падения пластового давления; изменения забойного давления по длине горизонтального ствола; неполноты вскрытия фрагмента залежи, приходящего на долю исследуемых вертикальных и горизонтальных скважин.

3. Методика газогидродинамических исследований газоконденсатных месторождений, учитывающая влияние процессов выделения, накопления и частичного выноса из призабойной зоны выпавшего конденсата после достижения порога его подвижности на достоверность определения газоконденсатной характеристики залежи, на стабильность выхода конденсата и производительность скважин.

Полученные в диссертации результаты, учитывающие связь газогидродинамических и термодинамических процессов, происходящих в пласте при исследовании скважин на газоконденсатность, не имеют аналогов.

Практическая ценность и реализация

На основании обобщения и проведения теоретических и промысловых исследований на скважинах можно констатировать следующее.

1. Обоснованы погрешности, допускаемые существующими и разработанными методами и технологиями определения газоконденсатной характеристики месторождений, связанные с выделением, накоплением и частичным выносом из призабойной зоны выпавшего конденсата, в результате создания депрессии на пласт при газоконденсатных исследованиях, с длительностью стабилизации забойного давления и дебита газоконденсатных скважин, вскрывших низкопроницаемые пласты, с изменением радиуса зоны выделения, накопления и частичного выноса конденсата, где одновременно происходит двухфазная фильтрация газоконденсатной смеси и выпавшего конденсата из ближайшего к стволу скважины участка призабойной зоны после достижения порога подвижности конденсата, а также из зоны, где еще не достигнут порог подвижности и процесс накопления конденсата продолжается.

2. Количественно установлена длительность влияния процесса стабилизации выхода конденсата из пласта, после которого следует изучать газоконденсатную характеристику залежей, не изменяя при этом величину депрессии на пласт, с учетом порога подвижности конденсата, а так же изменчивости радиуса зоны, достигшей порога подвижности и

незначительного снижения содержания конденсата в газе в результате истощения ресурсов газоконденсатной смеси.

3. Полученные результаты позволяют количественно определить содержание конденсата в пластовом газе и его потери в пласте при разработке газоконденсатных месторождений и используются при проектировании разработки газоконденсатных месторождений.

Личный вклад автора является основным во всех разделах работы и состоит в постановке целей и задач исследований, создании математических моделей фильтрации, анализе результатов численных экспериментов и промысловых исследований, выборе объектов и методов исследований, систематизации и интерпретации полученных результатов, формулировании научных положений и выводов.

Апробация результатов исследований

Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались:

– на IX Всероссийской научно-технической конференции «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России», РГУ нефти и газа им. Губкина (Москва, 2012 г.);

– на XIX Губкинских чтениях «Инновационные технологии прогноза, поисков, разведки и разработки скоплений УВ и приоритетные направления развития ресурсной базы ТЭК России», РГУ нефти и газа им. Губкина (Москва, 2011 г.);

– на VI международной научно-практической конференции «Современные проблемы гуманитарных и естественных наук» (Москва, 2011г.);

– на конференции «Промысловая геофизика в 21-ом веке. Геоинформационное обеспечение технологий увеличения ресурсной базы углеводородного сырья», РГУ нефти и газа им. Губкина (Москва, 2011 г.);

– на международном симпозиуме «Надежность и качество» (Пенза, 2009 г.);

- на конгрессе по интеллектуальным системам и информационным технологиям AIS-IT'09 (Москва, 2009 г.);
- на 35-й и 36-й международных конференциях «Информационные технологии в науке, социологии, экономике и бизнесе» (Украина, Крым, Ялта-Гурзуф. 2008, 2009 гг.);
- на VI Всероссийской конференции молодых ученых и специалистов (Москва, 2005 г.).

Публикации

По результатам представленных в работе исследований опубликовано 11 научных работ, в том числе: 1 монография, 6 статей в изданиях, рекомендованных ВАК РФ.

Объем и структура работы

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, основных выводов и рекомендаций, списка использованных источников, включающего 105 наименования. Работа изложена на 209 страницах машинописного текста, содержит 48 рисунков и 39 таблиц.

Автор выражает благодарность научному руководителю д.т.н., профессору Алиеву З.С. за научные консультации и советы, оказанные при выполнении данной работы.

Глава I. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЗАЛЕЖИ

1.1. Технологии определения газоконденсатной характеристики залежи

При подсчете запасов газа и конденсата и прогнозировании показателей разработки газоконденсатных месторождений необходимы исходные данные, получаемые путем проведения специальных исследований на газоконденсатность. К числу этих данных относятся: физические свойства газа, конденсата и смеси, фазовое состояние смеси в системе “пласт – установка комплексной подготовки газа (УКПГ)”, потери конденсата в пласте, содержание конденсата в пластовом газе, изотерма и изобара конденсации, фракционный и групповой составы конденсата, изменение выхода конденсата в процессе разработки в результате непрерывного отбора газа и снижения пластового давления и т.д.

Без обоснованного определения каждого из перечисленных параметров газоконденсатной смеси спрогнозированные показатели разработки газоконденсатной залежи окажутся недостоверными. Наличие тяжелых компонентов углеводородов в газе позволяет получить дополнительные прибыли за счет реализации конденсата. Однако, выделение этих компонентов в результате снижения давления и температуры с начального пластового ($P_{пл}$, $T_{пл}$) до текущих значений сепарации ($P_{сеп}$ и $T_{сеп}$) вызывает значительное число проблем, связанных с эксплуатацией скважин и месторождения. Специальные исследования на газоконденсатность, проводимые для получения параметров газа и конденсата, представляют собой комплекс промыслово-лабораторных исследований и используются при подсчете запасов газа и конденсата, составлении проекта разработки месторождения, обустройства промысла, а также для определения направления переработки и использования конденсата. При этом:

промысловые газоконденсатные исследования позволяют определить изотермы и изобары конденсации, а также произвести отбор представительных проб газа и конденсата при определенных термобарических условиях для проведения лабораторных исследований; лабораторное изучение газоконденсатной смеси позволяет определить давления начала и максимальной конденсации в пластовых условиях, состав газа, групповой и фракционный составы конденсата, содержание конденсата в пластовом газе, количество нестабильного и стабильного конденсата, фазовое состояние смеси, потери и выход конденсата, количество этана, пропана, бутана и пентана в смеси, молекулярную массу конденсата и др. От достоверности этой информации по перечисленным выше параметрам зависит добывная возможность промысла по конденсату, режим работы скважин, система подготовки газа и переработки конденсата.

В настоящее время на промыслах России для качественных промысловых исследований на газоконденсатность имеются только три пригодных установки – “Porta-Test”, используя которые имеется возможность получить изотермы конденсации. Технические характеристики имеющихся других наиболее современных установок для промысловых исследований скважин на газоконденсатность изложены в новой “Инструкции по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных скважин” [52] не отвечают требованиям, предъявляемым при промысловых исследованиях.

Установка “Porta-Test” создана для изучения всей продукции скважин при различных давлениях и постоянной температуре газа в сепараторе. Пропускная способность этой установки составляет 1000 тыс.м³/сут газа и жидких компонентов в потоке газа конденсата и воды с дебитом до $Q=500$ м³/сут. Согласно действующим в настоящее время нормативным документам газоконденсатная характеристика залежи должна быть изучена путем использования всей продукции скважин. Поэтому малогабаритные термостатируемые сепарационные установки для промысловых

исследований не пригодны для определения газоконденсатной характеристики залежи. Это связано с тем, что такие установки используют небольшую часть продукции скважины. По содержанию конденсата в газе эта часть потока, как правило, существенно отличается от аналогичного содержания всего потока.

В настоящее время имеются приближенные методы получения информации газоконденсатной характеристике залежи, ориентированные на результаты обобщения научных и практических исследований по изучению газоконденсатной характеристики сотни газоконденсатных месторождений. Эти методы могут быть использованы на стадии технико-экономического обоснования необходимости разработки месторождения и при составлении технологической схемы опытно-промышленной эксплуатации залежи.

В целом на качество определения газоконденсатной характеристики влияют:

–производительность газоконденсатной скважины, необходимая для выноса, выделившихся в виде жидкости, тяжелых компонентов в призабойной зоне пласта и по стволу скважины;

–насыщенность газа тяжелыми компонентами углеводородов;

–применение ингибиторов гидратообразования, коррозии и солеотложения в процессе исследования скважины на газоконденсатность;

–продолжительность процесса стабилизации забойного давления и дебита на режиме выбранного для исследования на газоконденсатность;

–приток нефти из нефтенасыщенного интервала при газоконденсатных исследованиях;

–загрязнение призабойной зоны буровым раствором при вскрытии продуктивного интервала и т.д.

1.2 Данные о газоконденсатной характеристике залежи, получаемые при промысловых исследованиях на газоконденсатность

Промысловые исследования на газоконденсатность проводятся различными технологиями и техническими средствами, в частности, с полным и частичным использованием продукции скважины для газоконденсатных исследований. Основными задачами промысловых исследований являются:

1. Определение количества выделившегося из газа конденсата в сепараторе при различных давлениях и температурах, т.е. построение изотерм конденсации (рисунок 1.1).

2. Отбор представительных проб газа и конденсата при определенных P и T , с целью изучения состояния и свойств газоконденсатной смеси, в частности потери и выход конденсата, давления начала и максимальной конденсации и др. в лабораторных установках УГК-3, УФР-2 или на зарубежных аналогах.

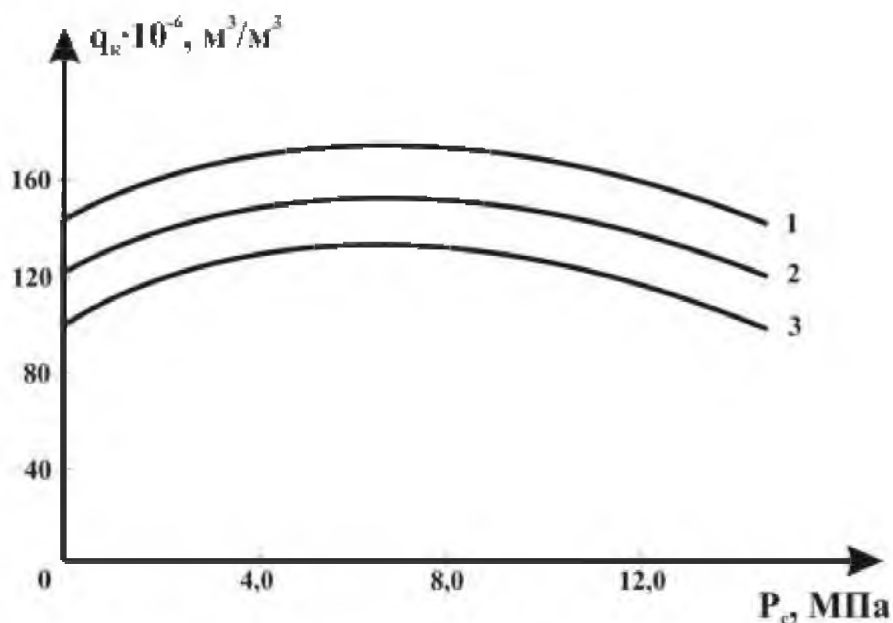


Рисунок 1.1 – Изотермы конденсации при температурах:
1 – при -10°C ; 2 – при 0°C и 3 – при 10°C .

Качество изотерм конденсации, построенных по данным промысловых исследований, связано не только давлением и температурой сепарации, но и характеристикой использованного сепаратора. Для снятия изотерм конденсации желательно использовать созданную для этой цели установку “Porta-Test”, схематично показанную на рисунке 1.2. Для снятия

изотерм конденсации нельзя использовать установки “Конденсат-2”, НТ ПКП-5(8); СКМ-3 и 177Р-2.00.000 РЭ, не рассчитанные для газоконденсатных исследований из-за сепараторов, практически непригодных из-за низкого коэффициента сепарации. Наиболее пригодным для снятия изотерм конденсации при промышленных исследованиях на газоконденсатность, как было отмечено выше, является установка “Porta-Test”, так как изготовитель установки гарантирует полное отделение конденсата в сепараторе, о чем свидетельствует контрольный хроматограф после сепаратора.

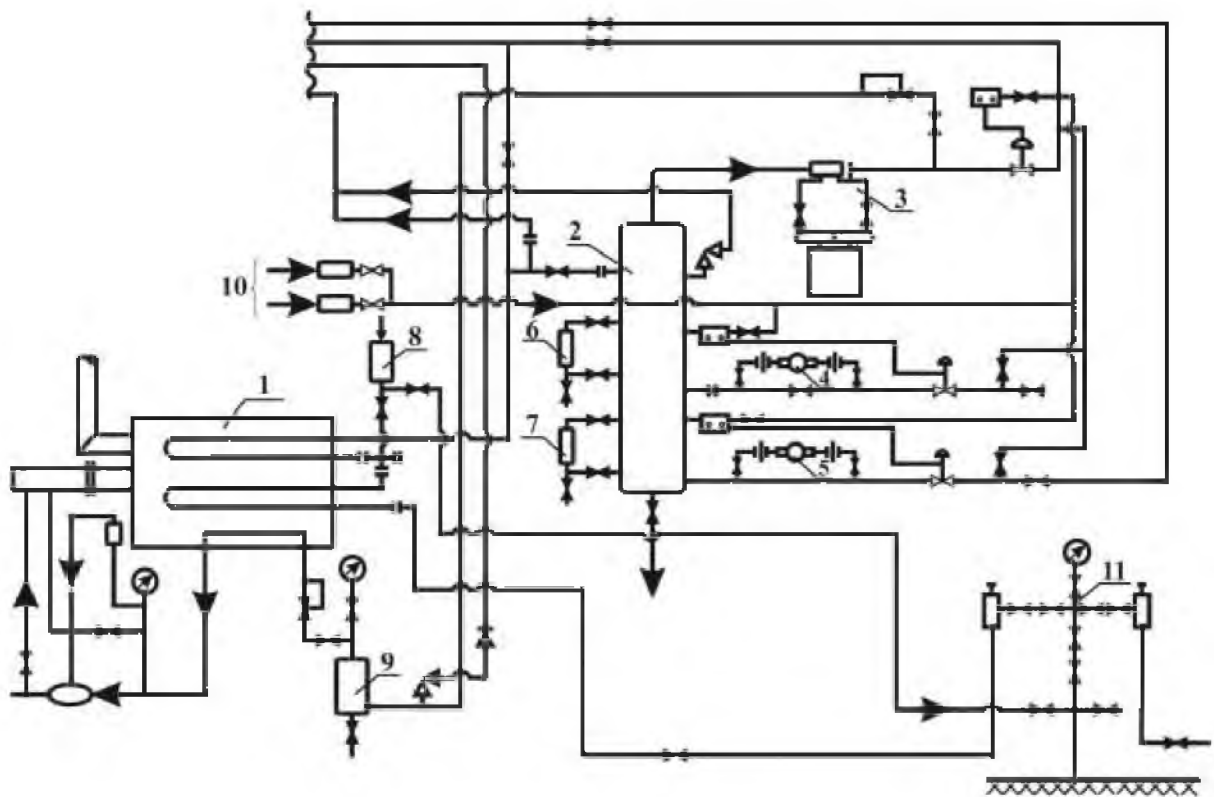


Рисунок 1.2 – Схема установки “Порта – Тест”:

1 – подогреватель; 2 – сепаратор; 3÷5 – расходомеры; 6,7 – уровнемерные трубки для конденсата и воды; 8 – емкость для метанола; 9 – скруббер; 10 – компрессоры для воздуха; 11 – скважина.

Согласно техническому паспорту установки, газ после сепаратора не содержит компонента $C_{5+В}$. Однако даже самый лучший промышленный сепаратор не может гарантировать достоверность по количеству тяжелых углеводородов в составе газа, так как для вызова притока газа к скважине необходимо создать депрессию на пласт. Снижение давления от $P_{пл}$ до $P_{заб}$

приводит к выделению части тяжелых углеводородов в призабойной зоне пласта. Выделившейся в призабойной зоне конденсат накапливается в этой зоне до начала двухфазного движения. Следовательно, как правило, в сепаратор поступает не истинная пластовая смесь, а частично истощенная в результате выделения конденсата в призабойной зоне.

Выделение конденсата в пласте происходит до достижения давления максимальной конденсации при $T=T_{шт}$. Интенсивное выделение конденсата в призабойной зоне из-за более существенного снижения давления в этой зоне приводит к накоплению и по достижению порога подвижности, частичному выносу конденсата из этой зоны. Этот нестационарный процесс должен быть учтен при исследовании скважин на газоконденсатность.

Из изложенного выше следует, что даже при использовании наиболее совершенного метода и установок для определения газ конденсатной характеристики залежи, промысловые исследования не обеспечивают достоверность изучаемых параметров, так как при этом не учитываются процессы выделения, накопления и частичного выноса из призабойной зоны конденсата.

1.3 Данные о газоконденсатной характеристике залежи, получаемые лабораторными исследованиями проб газа и конденсата

Основные параметры газоконденсатной смеси определяются лабораторными исследованиями с использованием метода дифференциальной конденсации на установках типа УГК-3, УФР-2 или на их зарубежных аналогах. Однако при незначительном содержании конденсата в газе, в частности при $Q_k \leq 20 \text{ см}^3/\text{м}^3$, точность определения коэффициентов извлечения и потерь конденсата в пласте с использованием этих установок существенно снижается, что связано с технологией определения потерь конденсата и недостатками названных установок. В таких случаях

коэффициент извлечения конденсата и его потери в пласте определяются графическими способами, приведенными в работах [49], [50], [31] и др.

1.3.1 Составы пластового газа и конденсата газоконденсатных месторождений

Состав пластового газа необходим для оценки запасов каждого компонента; выбора способа подготовки газа на промысле и в газоперерабатывающих заводах, а также для борьбы с коррозией, если в составе газа имеются коррозионно-активные компоненты, например, CO_2 , H_2S , ртуть и т.д. От количества каждого из компонентов зависит дальнейшее использование и способы переработки газа. По пластовому составу газа определяются все физические и термодинамические свойства газа.

Для выполнения газогидродинамических и термодинамических расчетов необходимо значение давления начала конденсации в пласте. К настоящему времени установлено, что абсолютное большинство газоконденсатных месторождений характеризуются полной насыщенностью газа в пластовых условиях тяжелыми компонентами углеводородов. Это означает, что при любых изменениях давления и температуры происходит частичное выделение этих компонентов. Если конденсация происходит с момента снижения пластового давления, т.е. с начала отбора газа из месторождения, то такие газоконденсатные месторождения являются насыщенными. Если выделение тяжелых компонентов углеводородов начинается с давления ниже начального пластового давления, то такие газоконденсатные смеси являются недонасыщенными.

Давление начала конденсации является одним из важнейших параметров газоконденсатной смеси, предопределяющий количество потерь конденсата в пласте и величину коэффициента его извлечения. Определение давления начала конденсации $P_{\text{нк}}$ экспериментально является не единственным методом. Практически на всех газоконденсатных месторождениях, кроме месторождений с аномально высоким пластовым

давлением, давление начала конденсации можно принять равным начальному пластовому давлению, т.е. $P_{нк} = P_{пл.нач}$. Признаком недонасыщенности газа тяжелыми компонентами углеводородов является сравнительно низкое содержание конденсата в газе при аномально высоком пластовом давлении.

Потенциальное содержание конденсата в газе определяется при изучении состава пластового газа. Способ определения состава пластового газа приведен в работе [31] и [41], согласно которым для определения состава пластового газа необходимы: составы газов сепарации, дегазации конденсата, дегазированного конденсата, а также нестабильного конденсата. При известных этих составах нетрудно установить массовую или объемную долю каждого компонента в сухом, отсепарированном и пластовом газе и, согласно методике, изложенной в работах [31] и [49], определить состав пластового газа.

1.3.2 Потери конденсата в пласте

Потери конденсата в пласте определяются методом дифференциальной конденсации. Количество C_{5+B} , выделяющихся из газа при пластовой температуре и различных давлениях пласта и выход конденсата должно быть установлено по пробам газа и конденсата, отобраным из отдельных участков залежи и интервалов газонасыщенной толщины. Отбор проб из различных интервалов обусловлен величиной толщины пласта, изолированностью газоносных пропластков и наличием гидродинамической связи между газоносными и нефтенасыщенными интервалами. Изучение газоконденсатной характеристики поинтервально особенно важно в том случае, когда разные участки залежи и интервалы вводятся в разработку в разное время.

На рисунке 1.3 кривыми 1 и 2 показаны потери и выход конденсата в пласте насыщенного тяжелыми компонентами углеводородов и кривыми 3 и 4 – недонасыщенного такими компонентами газа. Показатели по потерям и выходу конденсата в процессе разработки газоконденсатных месторождений

не всегда подтверждаются. Причиной отклонения проектных и фактических показателей по потерям и выходу конденсата являются:

–непредставительность отобранных проб газа и конденсата, использованные при изучении газоконденсатной характеристики на установках PVT;

–неправильное определение потенциального содержания конденсата в газе;

–не учет процесса выделения, накопления и частичного выноса конденсата из призабойной зоны и забоя скважины, при газоконденсатных исследованиях;

–несоблюдение условий сепарации газа при газоконденсатных исследованиях и на УКПГ в процессе эксплуатации.

Величина потерь, $Q_{\text{пот.}}$ в пласте, согласно принятой инструкции [5] должны определяться как отношение количества конденсата при пластовом давлении равный $P_{\text{пл}}=0$ к потенциальному содержанию конденсата в пластовом газе, т.е. по формуле:

$$Q_{\text{к.потерь}} = \frac{Q_{\text{к}}(P_{\text{пл}} = 0)}{Q_{\text{к.потенц}}}, \quad (1.1)$$

где $Q_{\text{к.потерь}} = Q_{\text{к}}(P_{\text{пл}} = 0)$ где и $Q_{\text{к.потенц}}$ – соответственно, количество конденсата, выделившегося в пласте при $T=T_{\text{пл}}$ и снижении давления в пласте до $P_{\text{пл}}=0$ и потенциальное содержание его в пластовом газе. На рисунке 1.3 показаны значения количества конденсата в точках 3 и 4, используемые для определения потерь конденсата согласно [52]. В работе [1] отмечены следующие недостатки принятого в [50] метода определения потерь конденсата:

1. На величину потерь конденсата влияет пористая среда, а результаты о потерях и выходе конденсата, как правило, получают на установке PVT, в которой отсутствует пористая среда. При выделении конденсата в пористой среде происходит адсорбция конденсата, а при дальнейшем снижении пластового давления ниже давления максимальной

конденсации обратный переход выделившегося в виде жидкости конденсата в газообразное состояние не происходит. Поэтому, для определения истинных потерь конденсата в пласте следовало бы использовать величину его, выделившегося при давлении максимальной конденсации, т.е. по значению конденсата в точке 2 (рисунок 1.4).

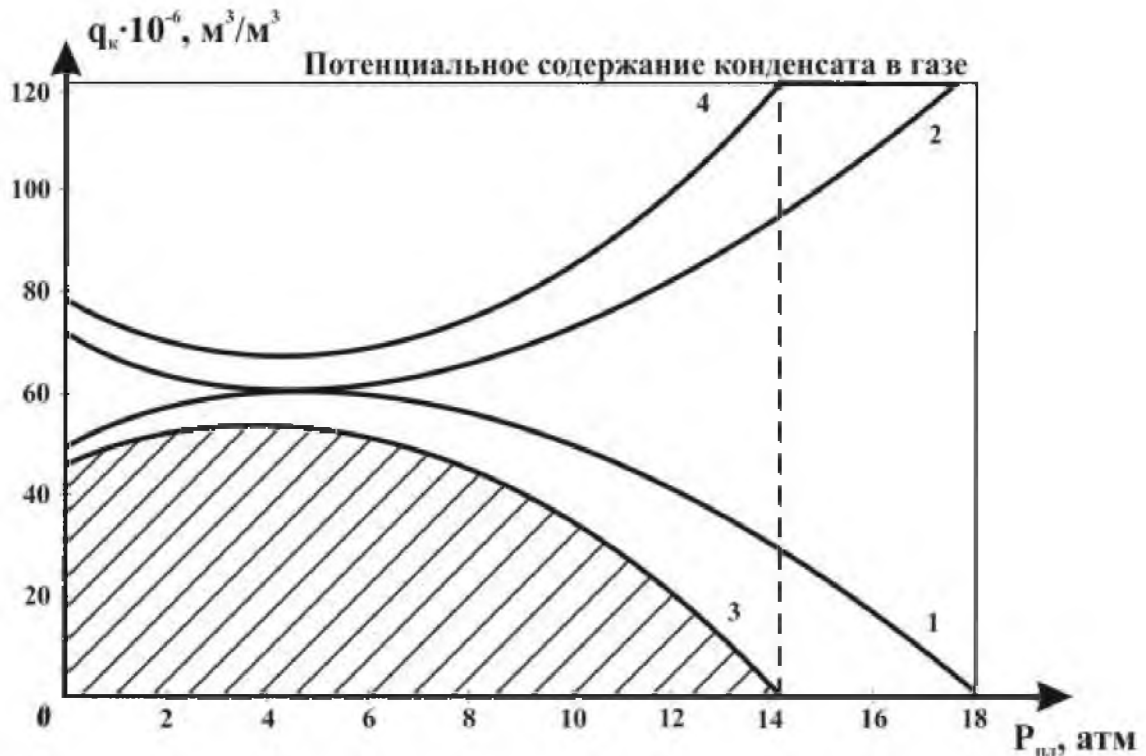


Рисунок 1.3 – Потери конденсата в пласте, насыщенного тяжелыми компонентами (1), и недонасыщенных ими (3) газов; (2,4) – соответственно выходы конденсата.

Более точное значение потерь конденсата следовало бы определить, как отмечено в работе [2], соотношениями площадей, обозначенных через $F_{\text{потен}}$ и $F_{\text{потерь}}$, т.е. по формуле:

$$Q_{\text{к.потерь}} = \frac{F_{\text{потерь}}}{F_{\text{потен}}} \quad (1.2)$$

2. Снятие кривой потерь конденсата в пласте в лабораторных условиях с использованием установок путем дифференциальной конденсации поэтапным снижением пластового давления на 10%, 20%, 30% и т.д. от начального его значения требует создания на каждом этапе новой газоконденсатной смеси, путем ввода в PVT соответствующих соотношений газа и конденсата и доведения этой смеси до газообразного состояния при $P_{\text{пл}}$ и $T_{\text{пл}}$. На эти процессы, необходимые для получения качественной кривой

потерь конденсата в пласте, требуется несколько месяцев. С целью сокращения продолжительности процесса определения потерь конденсата в работе [1] предложено найти значение количества выделившегося в пласте конденсата при давлении максимальной конденсации и температуре, равной $T=T_{пл}$, ориентируясь в качестве давления максимальной конденсации на величину $90 \leq P_{мк} \leq 120$ атм.

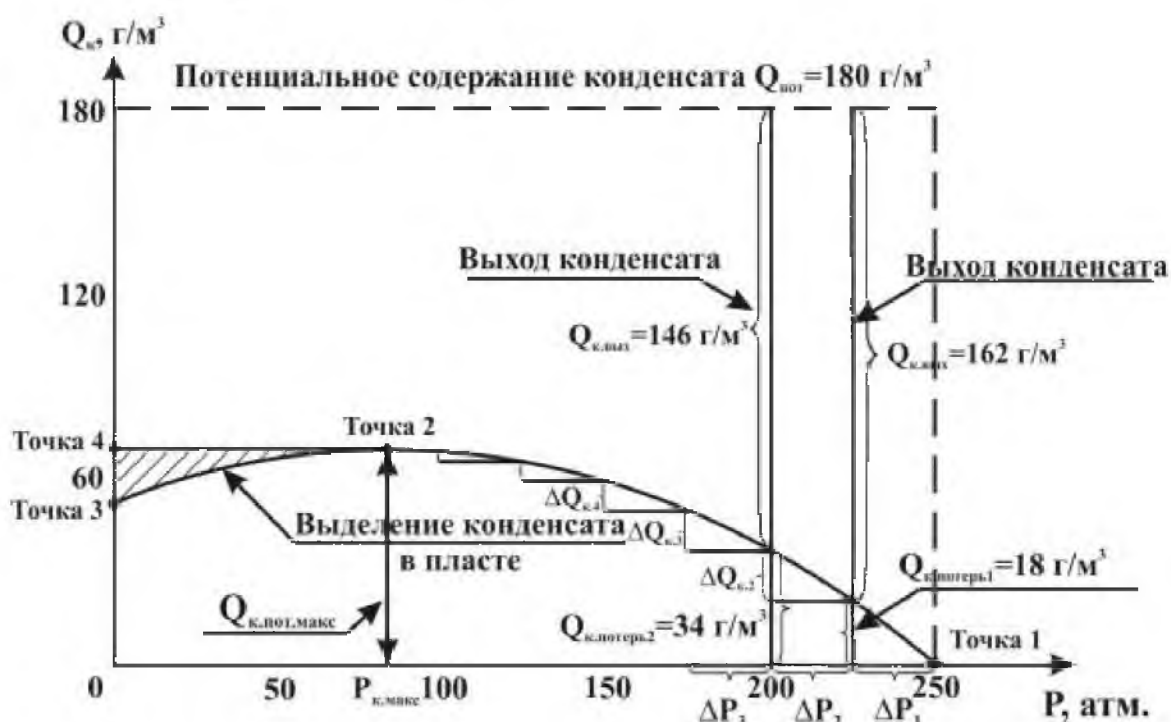


Рисунок 1.4 – Кривая потерь конденсата (изотерма конденсации при $T=T_{пл}$) в пласте при разработке месторождения на истощение.

В этой же работе допускается, что выделение конденсата начинается в точке кривой потерь конденсата для насыщенных газоконденсатных смесей, когда $P_{нач.кон}$ равна начальному пластовому давлению. При этом подчеркивается, что, как правило, начальное пластовое давление совпадает с гидростатическим давлением на соответствующей глубине, т.е. $P_{нач.кон} = P_{пл} = P_{гидр}$. Поэтому для построения кривой потерь конденсата требуется значение выделившегося конденсата $Q_{к,потерь}$ только в точке давления максимальной конденсации $P_{мк}$. Затем по известным значениям количество выделившегося конденсата в точках 1 и 2 (рисунок 1.4), соответственно, составить полином кривой потерь конденсата в пласте.

В работе [1] в точной постановке с учетом газогидродинамических основ фильтрации изучена возможность обеспечить равномерное снижение пластовых давлений во всех неоднородных по емкостным и фильтрационным свойствам пропластках по фильтрационным свойствам с целью исключения притока газоконденсатной смеси из пропластка с высоким пластовым давлением в пропласток с низким давлением с использованием горизонтальных скважин. В результате такого перетока часть конденсата выделяется в пропластке с низким давлением, что приводит к снижению текущей добычи конденсата. Однако несмотря на точность постановки и метода решения задачи о регулировании выхода конденсата из месторождений с неоднородными пропластками в работе [1] не учтены влияния перетока газоконденсатной смеси из пропластков с высоким пластовым давлением к пропласткам с низким давлением на достоверность определения газоконденсатной характеристики при исследовании скважин на газоконденсатность и на их производительность с учетом выделения, накопления и частичного выноса конденсата из призабойной зоны пласта.

Значительное число опубликованных статей и книг, например, [30], [33], [42], [69], [75], [77], [82] и др., посвященных разработке газоконденсатных месторождений, в основном ориентированы на общие технико-экономические показатели разработки газоконденсатных месторождений, допуская при этом содержание конденсата в пластовом газе, его потери и выход в процессе разработки – известными и достоверными.

Из изложенного выше состояния вопроса исследований скважин на газоконденсатность следует, что рассматриваемая в данной работе проблема, посвященная учету влияния газогидродинамических процессов, происходящих при изучении газоконденсатной характеристики залежи, в имеющихся публикациях полностью отсутствует и этот фактор имеет существенное значение для достоверного определения запасов конденсата и показателей разработки газоконденсатных месторождений.

1.3.3 Коэффициент извлечения конденсата

Величина коэффициента извлечения конденсата зависит от:

- способа разработки газоконденсатных месторождений в частности: с поддержанием пластового давления или на истощение.
- содержания тяжелых компонентов углеводородов в составе пластового газа.

Опыт изучения газоконденсатных месторождений показывает, что чем больше содержание конденсата в газе, тем выше его потери в пласте. Как было отмечено ранее, при небольшом содержании конденсата в газе ($Q_k \leq 20$ см³/м³) потери конденсата, следовательно, и коэффициент его извлечения существующими в РФ лабораторными установками по изучению газоконденсатной характеристики залежи определяются со значительными погрешностями. Поэтому для таких обедненных газов построены графические зависимости, которые показаны на рисунках 1.5 и 1.6.

Согласно этим зависимостям, для определения коэффициента извлечения конденсата обедненных газоконденсатных месторождений, необходимо исходить из соотношения $[C_2+C_3+C_4]/[C_{5+B}]$ (рисунок 1.5) или от температуры 90%-го выкипания конденсата $T_{кип}$ (рисунок 1.6).

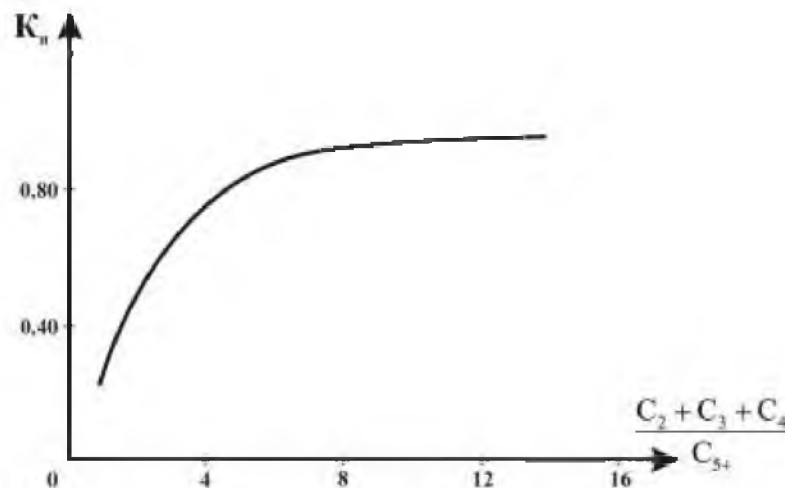


Рисунок 1.5 – Зависимость коэффициента извлечения конденсата $K_{и}$ от отношения $(C_2+C_3+C_4)/C_5$ в газе при разработке газоконденсатных месторождений на истощение.

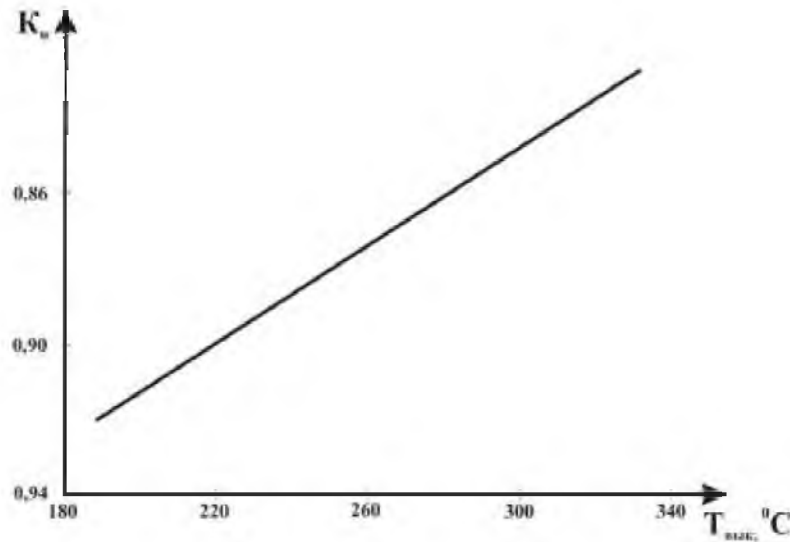


Рисунок 1.6 – Зависимость коэффициента извлечения конденсата K_k от температуры его 90% выкипания.

Разработаны и графоаналитические методы [31] определения коэффициента извлечения и потерь конденсата в пласте, которые в случае отсутствия достоверных данных о величине коэффициента извлечения могут быть использованы.

1.4 Приближенный метод получения изотерм конденсации при отсутствии промышленных установок для исследования скважин на газоконденсатность

Сравнительно точные значения параметров газоконденсатной смеси, определяемые промышленными и лабораторными исследованиями, требуют большого отрезка времени для выполнения этих исследований и на стадии поиска и разведки месторождения в отдаленных труднодоступных районах РФ сопряжено с большими техническими и технологическими трудностями. При составлении ТЭО и технологических схем разработки часто требуется оперативное определение перечисленных ранее характеристик газоконденсатной смеси. Такие приближенные и оперативные методы определения газоконденсатной характеристики залежи предложены в работах [10], [31] и др. Эти методы разработаны на базе обобщения результатов газоконденсатных исследований более 300 газоконденсатных

месторождений мира с содержанием конденсата в газе от $0 \leq Q_k \leq 60 \text{ см}^3/\text{м}^3$ до $0 \leq Q_k \leq 280 \text{ см}^3/\text{м}^3$. Это обобщение позволяет при известных групповых составах конденсата, т.е. при известных содержаниях нафтеновых и ароматических углеводородов в конденсате, пластовом давлении и температуре, молекулярной массе и плотности конденсата определить давление начала конденсации, изотерм конденсации, коэффициента извлечения $K_{и}$ и усадки нестабильного конденсата. Эти методы исключают необходимость промысловых и лабораторных исследований для определения газоконденсатной характеристики залежи.

Для приближенного определения газоконденсатной характеристики приведенными в работах [10], [31] методами, требуются значения $P_{пл}$, $T_{пл}$, процентное содержание группового состава конденсата. По продолжительности для определения группового состава конденсата требуется всего от нескольких минут до 3-х часов. Точность определения параметров газоконденсатной смеси с помощью номограмм находятся в пределах $\pm 5\%$.

Существует возможность построить изотермы конденсации по известному количеству конденсата только на одном единственном режиме при любых значениях давления и температуры. На рисунках 1.7 и 1.8 показаны номограммы для определения выделения конденсата при различных давлениях и температурах газа с потенциальными содержаниями конденсата до $60 \text{ см}^3/\text{м}^3$ и до $280 \text{ см}^3/\text{м}^3$. Справа вверху показана поправка на давления, а в низу на температуру газа. Детальная информация о построении изотерм конденсации для величины температуры с $T = -30 \text{ }^\circ\text{C}$ до $T = 40 \text{ }^\circ\text{C}$ при содержании конденсата в газе до $Q_k = 60 \text{ см}^3/\text{м}^3$ и при диапазоне температуры $-25 \leq T \leq 28 \text{ }^\circ\text{C}$ с содержанием конденсата $Q_k = 280 \text{ см}^3/\text{м}^3$ приведена в работах [10] и [31].

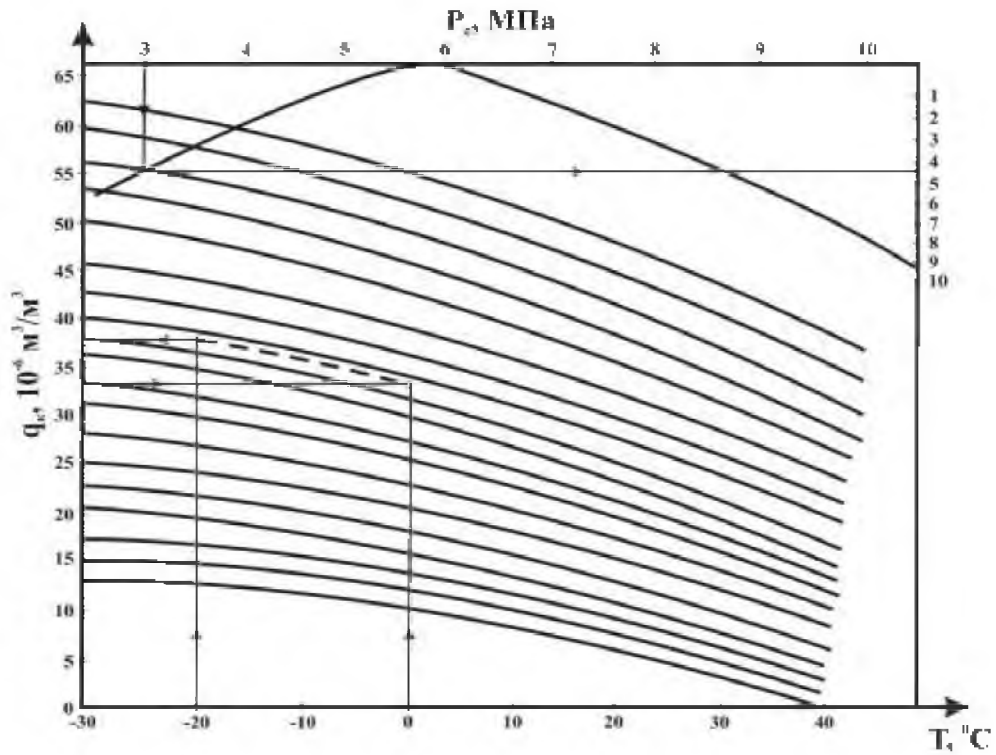


Рисунок 1.7 – Номограмма для определения выхода конденсата при различных P и T из газа с потенциальным содержанием C_{5+B} до $60 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{м}^3$.

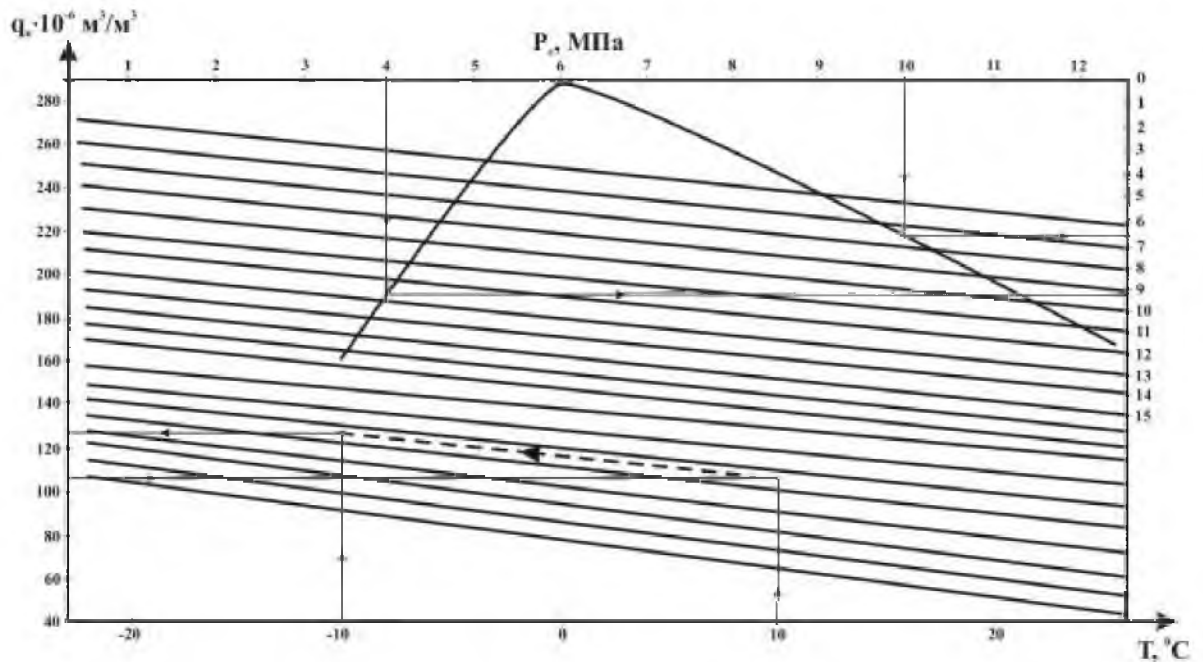


Рисунок 1.8 – Номограмма для определения выхода конденсата при различных P и T из газа с потенциальным содержанием C_{5+B} до $280 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{м}^3$.

1.5 Анализ изученности влияния газогидродинамических процессов при исследовании скважин на газоконденсатность на достоверность определения газоконденсатной характеристики залежи

Научные исследования, посвященные влиянию различных факторов на определения газоконденсатной характеристики залежи, условно могут быть разделены на следующие группы:

- работы по технологии определения газоконденсатной характеристики залежи;
- исследования по учету влияния пористой среды на потери конденсата в пласте и на его выход в процессе разработки;
- работы по обоснованию минимально допустимого дебита, обеспечивающего непрерывный и полный вынос из забоя скважины выделившегося конденсата;
- работы по учету влияния связанной воды и на конденсатонасыщенность пористой среды;
- работы, посвященные обработке призабойной зоны пласта с целью повышения производительности газоконденсатных скважин;
- работы, посвященные влиянию величины создаваемых на пласт депрессий на результаты газоконденсатных исследований и т.д.

К исследованиям, посвященным технологиям определения газоконденсатной характеристики залежи, относятся материалы, изложенные в публикациях [1], [25], [40], [48], [50], [60] и др. Сущность работы [60], предложенной автором, сводится к следующему: количественная оценка содержания конденсата в газе и отбор проб газа и конденсата может быть осуществлена на установках технологических линий, т.е. на УКПГ из общего потока газа с конденсатом и водой, поступающему к установке из нескольких скважин. Такой способ назван автором “масштабные газоконденсатные исследования”.

Условия, предусмотренные нормативными документами, требующими выбора конструкции фонтанных труб в скважине, подлежащей газоконденсатным исследованиям, соблюдения: величины создаваемой депрессии на пласт, продолжительности процесса стабилизации забойного давления и дебита, обеспечения скорости потока в интервале притока газа с конденсатом к скважине и т.д. При «масштабных исследованиях на газоконденсатность» в скважинах, подключенных к общему коллектору, перечисленные условия не соблюдаются, и поэтому, полученные таким методом результаты газоконденсатных исследований, не могут быть основанием для подсчетов запасов газа и конденсата и достоверного прогнозирования показателей разработки газоконденсатных месторождений.

В работе [91] предлагаются газоконденсатные исследования провести с использованием малой термостатируемой установки с частичным отбором газа из общего потока. При этом допускается, что малая термостатируемая установка может быть подключена как к трубному, так и затрубному пространству. Автор работы утверждает, что при этом с приемлемой для практики точностью можно определить содержание конденсата в пластовом газе, его потери в пласте и выход в процессе разработки. Этот метод противоречит нормативным документам ОАО «Газпром», применяемым с начала 1960-х годов, согласно которым для изучения газоконденсатной характеристики залежи необходимо использовать общий поток из скважины. Известно, что с использованием малых термостатируемых установок можно построить изобары и изотермы конденсации. В основном по этой причине, и с учетом того, что в Российской Федерации промышленные термостатируемые установки типа «Porta-Test», не производятся, и поэтому при газоконденсатных исследованиях используют малые термостатируемые установки для построения изотерм конденсации. В результате использования в 1970-х годах этого метода для изучения газоконденсатной характеристики свободного газа Самотлорского нефтяного месторождения, заказчикам были выданы недостоверные данные о газоконденсатной характеристике, в

частности: о потерях конденсата в пласте, о его выходе в процессе разработки свободного газа на истощение, о величинах давления начала и максимальной конденсации, о молекулярной массе конденсата и т.д.

Ошибочность этого метода, прежде всего, заключается в том, что содержание конденсата в потоке газа по сечению труб, по которым движется смесь, является переменным. Неоднородность газоконденсатного потока по сечению была установлена в 30-е годы США промышленными экспериментами. Для получения возможности изучения газоконденсатной характеристики залежи только часть потока при этих экспериментах были использованы смесители. Однако применение смесителей не обеспечили получение достоверных результатов по газоконденсатной характеристике залежи.

Для исключения влияния неоднородности потока по содержанию конденсата на результаты газоконденсатных исследований, определяемых малой термостатируемой установкой, в работах [25], [40] и [41] предлагалось пробоотборное приспособление, позволяющее одновременный отбор проб газа из центра сечения трубы, по которому движется поток, у внутренней стенки труб и на расстоянии, соответствующем половине радиуса трубы. Приспособление представляет собой три медные трубки с внутренним диаметром 4 мм, которые приварены к единой несущей трубе, соединенной с входом в малую термостатируемую установку. По мнению автора, такая конструкция приспособления является альтернативой смесителям, использованным в США. Однако такой способ отбора проб газа с конденсатом также неприемлем из-за значительных расхождений с результатами, полученными при изучении конденсатогазового фактора с использованием всего потока и промышленного сепаратора.

Задача по обоснованию величины минимально допустимого дебита, к которым относятся работы [20], [38], [46], [47], [65] и др. по сущности постановки не относятся к категории сложных. Однако достаточно часто из-за незнания теоретических основ движения газоконденсатных систем по

вертикальным трубам специалисты, проводящие газоконденсатные исследования, выдают неприемлемые данные о газоконденсатной характеристике залежи. К названным теоретическим основам движения газоконденсатной смеси, прежде всего, следует отнести:

- структуру газоконденсатного потока по стволу скважины;
- взаимосвязь между количеством конденсата в пластовом газе и термобарическим условиям в пласте, т.е. с давлением и температурой пласта;
- глубиной залегания газоконденсатной залежи, наличием или отсутствием конденсата между газоконденсатной залежью и нефтеносным интервалом;
- тип залежи с позиции величин пластового давления и температуры, связанный аномально высоким, как на Астраханском газоконденсатном месторождении, или аномально низким пластовым давлением и температурой, как, например, в Среднеботубинском месторождении, где на глубине $H=2000$ м начальное пластовое давление составляет $P_{шт}=145$ атм., а температура $T_{шт}=12$ °С.

При сравнительно низком дебите газоконденсатной скважины, как правило, отсутствует непрерывный вынос конденсата из забоя. Поэтому вынос конденсата происходит в виде периодического выброса накопившегося на забое конденсата, что приводит к выдаче ошибочных соотношений газа и конденсата.

Следует подчеркнуть, что в реальных условиях встречаются газоконденсатные залежи, не обеспечивающие “минимально допустимого дебита”, оказываются неприемлемы. Следовательно, понятие “минимально допустимый дебит” должно приниматься как поиск связи между производительностью скважин и конструкцией фонтанных труб, т.е. их диаметром и глубиной спуска с учетом распределения дебита в интервале перфорации и фильтрационных свойств пропластков. Из изложенного выше следует, что в новых нормативных документах по исследованию скважин на газоконденсатность условия выбора “минимального допустимого дебита”

должны быть заменены на связь между производительностью скважины и конструкцией фонтанных труб с учетом последовательности залегания высоко и низко проницаемых пропластков в интервале перфорации. Однако выполнение этого условия не всегда гарантирует получения истинной характеристики газоконденсатной залежи, если при исследовании возникает необходимость ингибирования скважины, из-за возможности образования гидратов в процессе исследования на газоконденсатность, а также при одновременном притоке к скважине газоконденсатной смеси и нефти из нефтеносного интервала.

Качественная и количественная связь между компонентами конденсата, ингибитора гидратообразования и нефти из нефтяной оторочки в действующих в настоящее время инструкциях и руководящих документах не регламентирована. Это означает, что к настоящему времени нет научно обоснованных теорий и технологий, гарантирующих достоверное определение газоконденсатной характеристики по результатам исследований на газоконденсатность.

В работах [62] и [54] рассмотрено влияние депрессии на пласт на результаты газоконденсатных исследований. Однако в этих работах влияние величины депрессии на параметры, определяемые при газоконденсатных исследованиях, указано только с позиции технологии исследования и связи количества выделяющего конденсата с величиной давления в соответствии с кривой потерь конденсата при $T=T_{пл}$. Это означает, что авторы не учитывали влияния величины депрессии на гидродинамические процессы, т.е. на интенсивность выделения, накопления и частичного выноса конденсата из призабойной зоны, на порог подвижности выпавшего конденсата, на возможность разрушения призабойной зоны пласта, обводнения скважины при наличии подошвенной воды, очищения этой зоны от загрязнения, связанное вскрытием продуктивного интервала промывочной жидкостью и т.д.

Позже будет доказано, что создание значительных депрессий на пласт существенно влияет на процесс стабилизации выхода конденсата. С позиции снижения выделения конденсата наилучшим режимом работы при газоконденсатных исследованиях является режим с минимальной депрессией на пласт.

Однако при исследовании низкопродуктивных газоконденсатных скважин при минимальной депрессии на пласт, дебит становится неприемлемо низким, и результаты газоконденсатных исследований оказываются недостоверными. Нормативные документы с соответствующей научно обоснованной величиной депрессии на пласт при вскрытии низкопродуктивных газоконденсатных залежей в настоящее время отсутствуют. Этот вопрос остался нерешенным и в новой «Инструкции по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных скважин», принятой в качестве нормативного документа в июне 2008 года [52].

Выделение конденсата в пласте, в особенности в призабойной зоне, приводит к частичному насыщению пористой среды этой зоны выпавшим конденсатом и, следовательно, снижению фазовой проницаемости для газа и дебита скважины. Снижение дебита газоконденсатной скважины в результате выпадения конденсата в основном в призабойной зоне приводит к увеличению числа скважин для обеспечения годового отбора газа. Степень влияния выпавшего в призабойной зоне конденсата была установлена в работах [2], [3], [5], [34], [59] и др. Результаты, полученные в этих работах путем проведения полупромышленных экспериментов на скважинах Шебелинского и Каневского газоконденсатных месторождений, показали, что при имеющихся емкостных и фильтрационных свойствах этих месторождений, содержаниях конденсата в газах этих месторождений производительности скважин снизились на 18%. Позднее эти результаты были приняты как основание для проведения работ по очищению призабойной зоны от выпавшего конденсата и для повышения производительности газоконденсатных скважин. К таким работам относятся

[45], [35], [59], [72], [83] и др., в которых использованы поверхностно-активные вещества, способствующие смыванию выпавшего конденсата и повышению производительности газоконденсатных скважин. В частности, в работе [45], [35], [83] подчеркнута, что обработка призабойной зоны раствором ПАВ привела к росту дебита газоконденсатных скважин, в которых проводились обработка и вскрытие валанжинских отложений Ямбургского месторождения на 18÷20%.

В определенной степени к этой категории работ относятся и работы, посвященные влиянию связанной (остаточной) воды на процесс выделения, накопления и частичного выноса конденсата из призабойной зоны пласта. Экспериментально такой процесс был изучен в [5], [3], [2], [34] и др. Проведенные эксперименты показали, что адсорбированная остаточная вода мало влияет на величину порога подвижности выпавшего конденсата. Использованный песок с маршаллитом в различных соотношениях при проведении экспериментов показал, что остаточная вода при любых соотношениях песка с маршаллитом адсорбируется и выделившийся в призабойной зоне конденсат в основном занимают определенную долю пор. Поэтому суммарная насыщенность пористой среды, связанной водой и выпавшим конденсатом, практически для всех соотношений песка с маршаллитом оказались не ниже $S_{\text{кв}} \geq 36\%$. Исходя из результатов экспериментов, приведенных в работах [4], [34], [59] и др., в данной работе использованы пороги подвижности выпавшего конденсата в диапазоне насыщенности пор $10,0 \leq S_{\text{к}} \leq 40\%$. Исследования, проведенные в работах [84] и [96], выполнены в лабораторных условиях и по практичности уступают экспериментам, приведенным в работах [3], [4], [59], [34].

Значительное число работ, в частности работы [3], [19], [44], [48] и др., посвящены вопросам обобщения показателей разработки газоконденсатных месторождений, без каких-либо теоретических и технологических процессов. В этих работах не рассматривается вопрос

повышения достоверности определяемых газоконденсатных характеристик залежи.

Под газогидродинамическими процессами, влияющими на достоверность определения газоконденсатной характеристики залежи при исследовании скважин на газоконденсатность, подразумевается:

1. Стабилизация забойного давления и дебита на выбранном режиме работы скважины, при котором устанавливается соотношение дебитов газа и конденсата и производится отбор проб для лабораторного изучения состава пластового газа, потерь конденсата в пласте в процессе разработки и его выход. В настоящее время в Российской Федерации условие стабилизации забойного давления и дебита при газоконденсатных исследованиях, как правило, не соблюдается.

2. Выделение, накопление и частичный вынос выпавшего в призабойной зоне конденсата из этой зоны. Процесс выделения накопления и частичный вынос конденсата из призабойной зоны длится значительно больше, чем процесс стабилизации забойного давления и дебита на режиме, при котором производится газоконденсатные исследования. Этот процесс нестационарный и тесно связан емкостными и фильтрационными свойствами пористой среды, составом и количеством конденсата в пластовом газе, величиной остаточной воды газоконденсатных залежей, величиной депрессии на пласт.

3. Истощение залежи в особенности, когда скважины горизонтальные и размещены на структуре веером, происходит снижение пластового давления, следовательно, выделение конденсата. Это приводит к фильтрации газоконденсатной смеси к исследуемой скважине газ с содержанием конденсата меньше, чем его потенциальное содержание.

Газоконденсатные исследования, проведенные без учета этих факторов, существенно снижают достоверность определения газоконденсатной характеристики залежи. Значение этих факторов

становится весьма существенным при газоконденсатных исследованиях горизонтальных скважин.

Перед началом разработки в газоконденсатных месторождениях газоконденсатная смесь находится в однофазном газообразном состоянии. Создание депрессии на пласт является обязательным условием для притока этой смеси к скважине. При этом нарушаются термобарические условия в призабойной зоне, в результате которых, происходит частичное выделение конденсата из газа. В процессе разработки частичное выделение в пласте конденсата из газа связано с:

- созданием депрессии на пласт;
- снижением пластового давления при отборе газа.

Количество выделяющегося в пласте конденсата зависит от:

- содержания тяжелых компонентов углеводородов в составе газа;
- величины пластового давления.

На имеющихся газоконденсатных месторождениях количество выделившегося в пласте конденсата доходит до 60% от его потенциального содержания. Если бы пластовое давление снижалось бы равномерно и не создавалась бы депрессия на пласт в скважинах, то выделение конденсата и его накопление в пористой среде практически не влияло бы на производительность скважин. Однако при освоении ресурсов газоконденсатных месторождений скважинами на долю каждой из них приходится удельные запасы газоконденсатной смеси. Эти запасы притекают к скважинам при создании депрессии на пласт. Поэтому вблизи скважины количество выделившегося из каждого кубического метра удельного запаса газа приводит к неравномерному насыщению пористой среды выделившимся конденсатом. В призабойной зоне такое неравномерное насыщение пористой среды приводит к накоплению, а по достижению порога подвижности конденсата – его выносу из этой зоны. Количество выделяющегося конденсата связано с распределением давления в интервале от R_c до R_k . На рисунке 1.9 показан характер распределения давления и связанное с ним

насыщение пористой среды выделившимся конденсатом. Из этого характера распределения насыщенности выпавшим конденсатом следует, что:

- максимальное количество выделяющегося конденсата будет у стенки ствола скважины;
- порог подвижности выделившегося в пласте конденсата начинается вблизи ствола и размеры зоны с насыщенностью необходимой для начала движения выпавшего конденсата непрерывно увеличивается в процессе эксплуатации скважины;

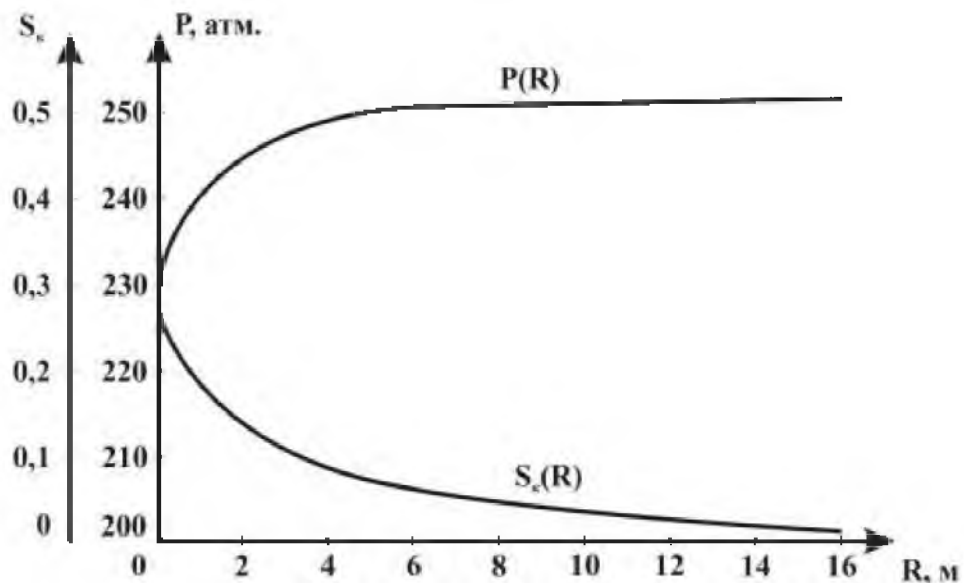


Рисунок 1.9 – Изменение давления и насыщенности призабойной зоны пласта выделяющимся в этой зоне конденсатом по радиусу.

- за пределами призабойной зоны уровень снижения давления в результате создания депрессии на пласт практически соответствует снижению пластового давления в пределах дренируемой скважиной зоны. Поэтому за пределами призабойной зоны насыщенность выпавшим конденсатом не достигает величины порога его подвижности. Этим связано интенсивное снижение производительности скважин на начальной их эксплуатации и ее стабилизации, когда дальнейшее выделение конденсата за пределами призабойной зоны и, следовательно, незначительное насыщение практически не влияет на производительность скважин.

На рисунке 1.10 показаны изменения данных, полученных в реальной вертикальной скважине, вскрывшей одну из газоконденсатных залежей в валанжинских отложениях.

Теоретически процесс выделения в пласте конденсата и насыщения пористой среды выпавшим конденсатом при линейной зависимости между градиентом давления и скоростью фильтрации был рассмотрен в работе [56]. При этом предполагалось, что выделение конденсата в пласте в зависимости от снижения пластового давления в процессе разработки носит линейный характер. Для нелинейной зависимости между градиентом давления и скоростью фильтрации насыщение пористой среды выпавшим конденсатом при одномерной и радиальной фильтрации газоконденсатной смеси было изучено в работах [2] и [5]. В этих работах было выявлено, что нелинейная связь между градиентом давления и скоростью фильтрации приводят к более интенсивному выделению конденсата вблизи ствола скважины и насыщению этой зоны выпавшим конденсатом.

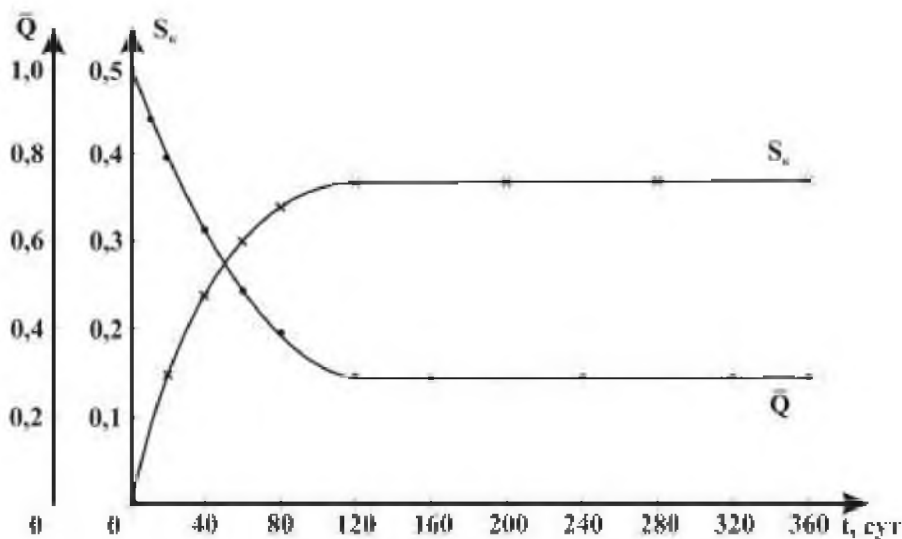


Рисунок 1.10 – Изменение насыщенности призабойной зоны и относительного дебита во времени выделившимся конденсатом при $Q_k=180$ г/м³, $k=50$ мД, $S_k=0,3$; $S_R=5$ в реальной скважине, вскрывшей валанжинские отложения.

Для проверки достоверности результатов теоретических исследований в 1961 году З.С. Алиевым была создана экспериментальная установка – параболическая модель пласта, позволяющая получить распределение

давления в модели пласта идентично его распределению в реальных пластах. В модель подавалась однофазная газообразная смесь, из которой в результате снижения давления по длине модели происходило выделение, накопление и частичный вынос конденсата. Параболическая модель пласта обеспечивала радиальное распределение давления с интенсивным, как в натуральных условиях, снижением давления в призабойной зоне. Выпавший при этом конденсат накапливался в этой зоне и по достижению порога подвижности частично выносился из модели. Процесс выделения, накопления и частичный вынос выпавшего конденсата при сохранении постоянной депрессии на пласт приводил к снижению производительности скважины. Названные выше и единственные в мире эксперименты были выполнены на Шебелинском и Каневском газоконденсатных месторождениях. Проведение экспериментов в натуральных условиях было обусловлено необходимостью иметь значительное количество газообразной газоконденсатной смеси. Использование газоконденсатной смеси двух месторождений преследовало цель изучения влияния содержания конденсата в газе на интенсивность насыщения призабойной зоны выпавшим конденсатом, установления стабилизации выхода конденсата при газоконденсатных исследованиях и снижения производительности скважин. Результатами проведенных экспериментов, которые приведены в работе [3], установлено, что процесс выпадения, накопления и частичный вынос происходит в основном в зоне интенсивного снижения давления и поэтому по истечению определенного отрезка времени снижение дебита скважины стабилизируется. Экспериментами, проведенными на названных двух месторождениях, не был охвачен весь диапазон изменения фильтрационных свойств пористой среды и встречаемое на практике количество конденсата в газе. Поэтому в работах [34] и [39] изучался аналогичный процесс с большим содержанием конденсата в газе в пористых средах с различными емкостными и фильтрационными свойствами при различных радиусах зоны двухфазного движения газоконденсатных смесей в призабойной зоне, и была создана новая установка для изучения

влияния проницаемости пласта и содержания конденсата в газе на коэффициент фильтрационного сопротивления. Различные проницаемости пористой среды достигались путем перемешивания песка с маршаллитом в различных соотношениях. Эксперименты выполнялись в пористых средах с проницаемостями $17 \leq k \leq 1400$ мД с газоконденсатной смесью с содержанием конденсата $0 \leq Q_k \leq 800$ см³/м³.

По результатам экспериментов была установлена закономерность изменения дебита от проницаемости пласта и содержания конденсата в пластовом газе. Эти результаты до настоящего времени являются единственными и основными для написания уравнения фильтрации газоконденсатной смеси в пористой среде с учетом проницаемости пласта и содержания конденсата в газе.

Появление возможности решения задачи о выделении в пласте конденсата в результате создания депрессии на пласт и снижения давления в процессе разработки, его накопления и частичного выноса из призабойной зоны с использованием вычислительной техники с одновременным учетом многочисленных геологических, технических и технологических факторов позволяет заблаговременно прогнозировать изменение производительности газоконденсатных скважин и стабилизацию выхода конденсата при газоконденсатных исследованиях.

Такая задача становится особенно актуальной при проектировании разработки месторождений с низкопроницаемыми коллекторами и значительным содержанием конденсата в газе.

1.6 Выводы по главе 1

1. Анализ технологий и технических средств для определения газоконденсатной характеристики газоконденсатного месторождения выявил, что качество результатов определения изотерм конденсации, построенной по

данным промысловых данных, определяется не только давлением и температурой сепарации, но и характеристикой использованного сепаратора.

2. Наиболее пригодным для снятия изотерм конденсации при промысловых исследованиях на газоконденсатность является установка «Porta-Test», в которой осуществляется полное отделение конденсата в сепараторе, что подтверждается результатами хроматографических исследований проб газа на выходе сепаратора.

3. Известные публикации, посвященные разработке газоконденсатных месторождений ориентированы, в основном, на общие технико-экономические показатели разработки, допуская при этом содержание конденсата в пластовом газе, его потери и выход в процессе разработки, известными и достоверными. Учет влияния газогидродинамических процессов на изучение газоконденсатной характеристики залежи в известных публикациях отсутствует, а этот фактор имеет существенное значение для достоверного определения запасов конденсата и показателей разработки газоконденсатных месторождений.

4. Возможность решения задачи о выделении в пласте конденсата из-за создания депрессии на пласт и снижения пластового давления в процессе разработки, его накопления и частичного выноса из призабойной зоны на основе моделирования с учетом многочисленных геологических, технологических и технических факторов позволяет прогнозировать изменение производительности газоконденсатных скважин и стабилизацию выхода конденсата при газоконденсатных исследованиях.

Глава 2. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ВЫПАДЕНИЯ, НАКОПЛЕНИЯ И ЧАСТИЧНОГО ВЫНОСА КОНДЕНСАТА, ВЫПАВШЕГО В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ ПЛАСТА

2.1 Основные факторы, повышающие интенсивность насыщения призабойной зоны пласта выделяющимся в ней конденсатом

Значительное число работ, в частности работы [25], [30], [33], [41], [42], [75], [77], [81], [91] и др. посвящены вопросам обобщения показателей разработки газоконденсатных месторождений без каких-либо теоретических и технологических исследований по повышению достоверности определения газоконденсатных характеристик залежи с учетом влияния множества геологических, технических и технологических факторов на достоверность основных параметров газоконденсатных систем.

Продолжительность процесса, необходимого для стабилизации выхода конденсата, после которого следует проводить исследования скважины на газоконденсатность, зависит от следующих факторов:

1. Содержания конденсата в пластовом газе;
2. Потерь конденсата в пласте при текущем значении температуры пласта ($T_{пл}$);
3. Величины депрессии на пласт;
4. Порога подвижности выпавшего в призабойной зоне конденсата;
5. Емкостных и фильтрационных свойств газоконденсатной залежи.

Ниже изложены основные аспекты каждого из перечисленных выше факторов, влияющих на интенсивность насыщения призабойной зоны выделяющимся конденсатом.

Влияние содержания конденсата в пластовом газе является одним из основных факторов, повышающих интенсивность насыщения пористой среды вблизи ствола скважины конденсатом. Содержание конденсата в пласте в основном зависит от глубины залегания месторождения,

следовательно, от давления и температуры газа в пласте. Известно, что чем больше глубина, тем выше давление и температура пласта, а чем больше давление и температура пласта, тем больше содержание конденсата в пластовом газе и больше тяжелых компонентов в составе конденсата. На содержание конденсата в пластовом газе существенно влияет наличие нефтяной оторочки, контактирующей с газоконденсатонасыщенным интервалом. Проведенный анализ и обобщение данных трехсот сорока газоконденсатных месторождений мира о содержании конденсата в пластовом газе в [1] позволило установить: количественную связь между содержанием конденсата в пластовом газе и термобарическими параметрами пласта при отсутствии нефтяной оторочки, оценить коэффициент извлечения конденсата, следовательно, определить потери конденсата в пласте; давление начала конденсации и других параметров газоконденсатных смесей без проведения промысловых и лабораторных исследований.

Влияние величины потерь конденсата в пласте связано с выделением конденсата из газоконденсатной смеси при создании депрессии на пласт.

Количественно величина потерь конденсата в пласте связана с содержанием тяжелых компонентов конденсата. Содержание тяжелых компонентов углеводородов в пластовом газе зависят от величин пластового давления и, в особенности, температуры, а также наличия нефтяной оторочки, контактирующей с газоносным интервалом. Естественно, что при высокой температуре даже весьма тяжелые компоненты углеводородов находятся в газообразном состоянии. Однако снижение давления при создании депрессии на пласт сопровождается весьма незначительным снижением температуры и поэтому в результате снижения термобарических параметров в пласте, в первую очередь, происходит выделение тяжелых компонентов. При этом, чем больше в составе газа тяжелых компонентов, тем выше уровень потерь этих компонентов, т.е. конденсата в пласте. Из результатов многочисленных лабораторных исследований газоконденсатных смесей различных месторождений, отличающихся термобарическими

параметрами и содержанием конденсата в пластовом газе, следует, что потери конденсата в пласте составляют менее 60% от потенциального содержания конденсата в газе. Установлено, что чем меньше содержание конденсата в газе, тем меньше его потери в пласте.

Существенное значение для сокращения продолжительности стабильного выхода конденсата при исследовании на газоконденсатность имеет интенсивность выделения конденсата по мере снижения давления в пласте и в результате создания депрессии на пласт. Величину интенсивности выделения конденсата при снижении давления можно с приемлемой точностью установить из изотермы конденсата в пластовых условиях, т.е. при $T=T_{пл}$. Согласно кривой зависимости потерь конденсата в пласте, показанной на рисунке 2.1, выделение конденсата по мере снижения давления уменьшается и в точке с давлением максимальной конденсации достигает величины, равной нулю. Согласно рисунку 2.1, дальнейшее снижение давления приводит к испарению выделившегося конденсата. Однако этот процесс в реальных условиях не происходит из-за адсорбции выделившегося конденсата коллектором, т.е. твердыми частицами из которых состоит пласт. Показанная на рисунке кривая зависимость $Q_{к.пот}$ от давления получена в “бомбе” PVT, где отсутствует пористая среда.

В настоящее время потери конденсата в пласте определяются по данным лабораторных исследований газоконденсатной смеси на установках УГК-3 или УФР-2, в которых отсутствует пористая среда. Поэтому рекомендации, выдаваемые по результатам, полученных на этих установках, снижает величину потерь конденсата в пласте в зависимости от содержания конденсата в пластовом газе и его состава. Достоверность этих рекомендаций, как правило, не проверяется по следующим причинам:

- на установках по подготовке газа на промысле не обеспечиваются термобарические условия полноценного отделения конденсата от газа;

- как правило, на месторождениях отбор газа составляет 90÷95% от утвержденных запасов, которое практически всегда подвергается повторному

утверждению и поэтому истинные потери конденсата в пласте не проверяются на совпадения с прогнозированными;

– качество определения потерь конденсата в пласте не соответствует и не удовлетворяет требованиям, предъявленным к таким исследованиям. В частности, практически никогда не соблюдается условие, обусловленное газогидродинамическим процессом выделения, накопления и частичного выноса из призабойной зоны выпавшего конденсата, связанное с созданием депрессии на пласт при проведении газоконденсатных исследований;

– зависимость выделения конденсата в пласте от давления выполняется в емкостях, незаполненных пористой средой;

– незначительная часть выделяемого в призабойной зоне конденсата выносится из пласта и при большом числе скважин, что имеет место на низкодебитных скважинах и поэтому потери в призабойной зоне пласта, могут составлять не более 1÷2%.

Таким образом, на продолжительность процесса насыщения призабойной зоны выделяющимся конденсатом существенно влияют как содержание конденсата в пласте, так и величина потерь.

Влияние величины депрессии на пласт на процесс стабилизации выхода конденсата сопоставимо с влиянием содержания конденсата в газе. Из рисунка 2.1 видно, что если на начальном этапе эксплуатации скважины увеличить депрессию на пласт в два раза, то количество выделяющегося конденсата увеличивается также практически в два раза. Это означает, что если при депрессии на пласт, равной ΔP_1 из газоконденсатной смеси выделяется конденсат в размере ΔQ_1 , то при величине депрессии, равной ΔP_2 , увеличенной в два раза, из газа выделяется конденсат, равный ΔQ_2 , где $\Delta Q_2 = 2 \cdot \Delta Q_1$. Из этого следует, что величиной, создаваемой депрессией возможно:

– ускорить процесс стабилизации выхода конденсата путем сокращения продолжительности выделения, накопления и частичного выноса

конденсата из призабойной зоны в результате увеличения депрессии на пласт и, следовательно, повышения интенсивности выделения конденсата из газа;

– увеличить погрешность определения содержания конденсата в газе при несоблюдении, т.е. сокращении необходимой для стабилизации продолжительности процесса выделения, накопления и частичного выноса конденсата из призабойной зоны пласта.

В действующих нормативных документах – инструкциях величина депрессии ограничена 10%-ым значением начального пластового давления.

Для повышения качества результатов газоконденсатных исследований, эта величина должна быть привязана к содержанию конденсата в пластовом газе и к величине начального пластового давления. Известно, что на газоконденсатных месторождениях минимальное пластовое давление, как правило, составляет более 150 атм. Это означает, что, согласно рисунку 2.1, значение депрессии на пласт может составлять до $\Delta P=15$ атм.

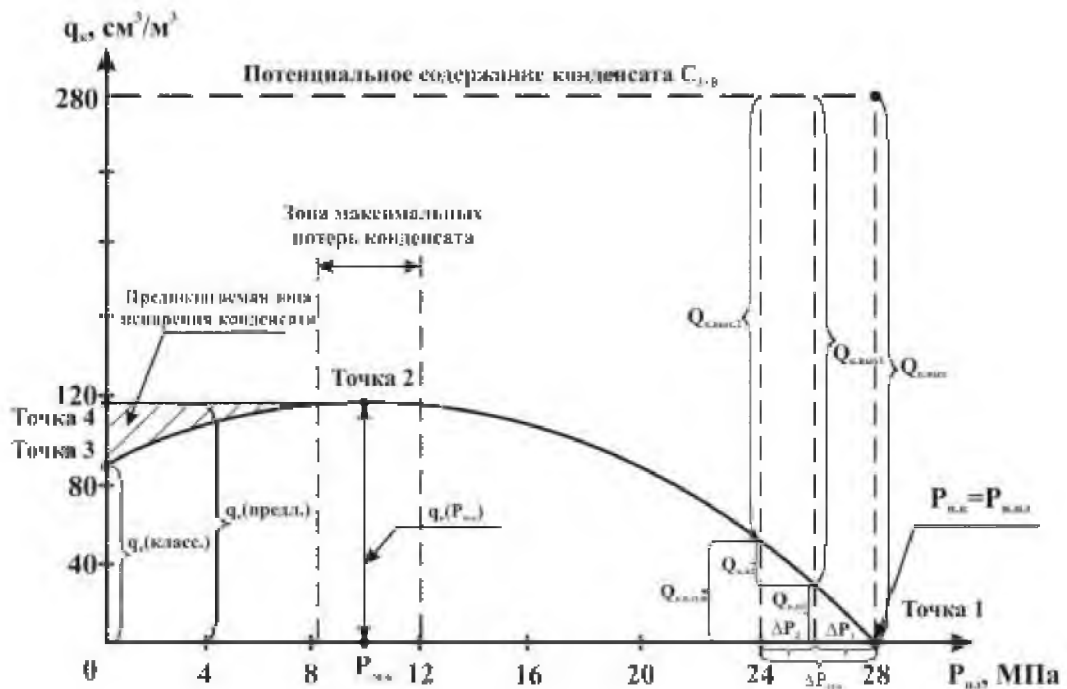


Рисунок 2.1 – Кривая потерь конденсата в пласте.

Такое снижение давления и несоблюдение продолжительности времени работы скважины, необходимое для достижения стабильного выхода конденсата из пласта приводит к недостоверному определению

содержания конденсата в газах изучаемых месторождений и его потерь в пласте.

При снижении депрессии на пласт уменьшается количество выделяющегося в призабойной зоне конденсата, что приводит к увеличению продолжительности времени для стабильного выхода конденсата из пласта и насыщения пористой среды до величины порога подвижности выпавшего в призабойной зоне конденсата.

Из изложенного выше следует, что:

- для получения состава газа, близкого к составу пластового газа, необходимо использовать минимальное значение депрессии на пласт. Однако при небольшой депрессии на пласт продолжительность процесса выделения, накопления и частичного выноса конденсата из призабойной зоны существенно увеличивается по двум основным причинам, в частности: из-за уменьшения количества газоконденсатной смеси, проходящей через удельную поверхность фильтра и из-за снижения количества выделяющегося из газа конденсата.

- увеличение депрессии на пласт с целью сокращения продолжительности процесса, необходимого для стабилизации выхода из пласта конденсата при газоконденсатных исследованиях, сопровождается ростом количества выделяющегося конденсата не только вблизи ствола скважины, но и на сравнительно отдаленном от скважины расстоянии, и по этой причине процесс стабилизации выхода конденсата уменьшается непропорционально росту депрессии на пласт.

Для подтверждения этого предположения были выполнены математические эксперименты на модели фрагмента газоконденсатной залежи со следующими исходными данными: проницаемость пласта $k=50$ мД, толщина залежи $h=56$ м, содержание конденсата в пластовом газе $Q_k=180$ г/м³ и его потери в пласте $Q_{k,пот}=54$ г/м³, параметр анизотропии $\alpha=0,3162$, скин-эффект $S_R=0$ единиц, порог подвижности выпавшего в призабойной зоне конденсата $S_{II}=0,2$, при депрессиях на пласт, равных $\Delta P_{2cp} \approx 24,6$ атм. и $\Delta P_{1cp} \approx 12,6$ атм. Результаты этих экспериментов приведены в таблице 2.1.

Из данных таблицы следует, что при дебитах, отличающихся на $\approx 20\%$ $Q(\Delta P_1=12,72)=1496,4$ тыс.м³/сут. и $Q(\Delta P_2=24,60)=1830$ тыс.м³/сут. интенсивность насыщения призабойной зоны выделяющимся в этой зоне конденсатом при $\Delta P_2=24,6$ атм. превышает интенсивность насыщения при $\Delta P_1=12,7$ атм. Величина в превышении насыщенности призабойной зоны конденсатом при большой депрессии снижается по мере приближения ее к величине порога подвижности полного выноса конденсата. В частности, при $\Delta P_1=12,72$ атм. порог подвижности $S_{кп}=0,2$ единица достигается за $t=35$ дней, а при $\Delta P_2=24,6$ атм. начальное значение порога подвижности достигается за $t=23$ дня. Полученное значение насыщенности призабойной зоны пласта выпавшим конденсатом до величины порога подвижности отчасти связано с величиной дебита, которая, как отмечено выше, превышает 20% дебита, полученного при $\Delta P_1=12,7$ атм.

Таблица 2.1 – Результаты математических экспериментов по изучению влияния величины депрессии на пласт на достоверность газоконденсатной характеристики залежи и на продолжительность стабилизации выхода конденсата при газоконденсатных исследованиях.

| Число дней работы скважины t, сут | Порог подвижности выпавшего в пласте конденсата $S_{кп}=0,2$ ед. | | | | Порог подвижности выпавшего в пласте конденсата $S_{кп}=0,2$ ед. | | | |
|-----------------------------------|--|------------------------------------|----------------------------------|---|--|------------------------------------|----------------------------------|---|
| | Депрессия ΔP_1 , атм. | Дебит Q, тыс. м ³ /сут. | Насыщенность $S_{кп}$, доли ед. | Относит. дебит $\bar{Q} = \frac{Q(t)}{Q_{нач}}$ | Депрессия ΔP_1 , атм. | Дебит Q, тыс. м ³ /сут. | Насыщенность $S_{кп}$, доли ед. | Относит. дебит $\bar{Q} = \frac{Q(t)}{Q_{нач}}$ |
| 1 | 12,72 | 1496,4 | 0,009 | 0,991 | 24,60 | 1850,0 | 0,009 | 0,991 |
| 10 | 13,02 | 1247,2 | 0,076 | 0,833 | 24,50 | 1514,0 | 0,095 | 0,818 |
| 20 | 12,70 | 1110,6 | 0,133 | 0,742 | 24,50 | 1283,6 | 0,181 | 0,694 |
| 30 | 12,55 | 1039,2 | 0,177 | 0,694 | 24,60 | 1062,4 | 0,246 | 0,574 |
| 40 | 12,60 | 978,0 | 0,224 | 0,653 | 24,50 | 1010,2 | 0,262 | 0,551 |
| 50 | 12,10 | 833,6 | 0,268 | 0,557 | 24,60 | 965,0 | 0,281 | 0,525 |
| 60 | 13,00 | 810,0 | 0,289 | 0,541 | 24,90 | 926,4 | 0,300 | 0,501 |
| 90 | 12,70 | 791,6 | 0,297 | 0,529 | 24,20 | 838,8 | 0,301 | 0,453 |
| 120 | 12,80 | 762,2 | 0,297 | 0,509 | 24,40 | 832,0 | 0,302 | 0,450 |
| 150 | 12,90 | 762,0 | 0,298 | 0,509 | 24,40 | 824,4 | 0,303 | 0,446 |
| 210 | 12,20 | 706,8 | 0,299 | 0,472 | 24,60 | 782,0 | 0,309 | 0,423 |
| 300 | 12,60 | 660,8 | 0,310 | 0,441 | 24,70 | 712,0 | 0,322 | 0,385 |
| 360 | 12,50 | 611,6 | 0,322 | 0,409 | 24,70 | 693,6 | 0,326 | 0,362 |

Таким образом, для ускорения процесса стабилизации выхода конденсата из пласта при газоконденсатных исследованиях скважин следует

увеличить величину депрессии на пласт. Однако при этом необходимо учесть, что размеры зоны от ствола скважины с интенсивным выделением конденсата увеличиваются, и количество конденсата, поступающего в зону в непосредственной близости к скважине снижается.

Одним из факторов, влияющих на продолжительность процесса стабилизации выхода конденсата при газоконденсатных исследованиях, является порог подвижности выделившегося в призабойной зоне пласта конденсата. Величина насыщенности, при которой начинается движение выпавшего в названной зоне конденсата зависит от емкостных и фильтрационных свойств пористой среды, величины остаточной водонасыщенности пласта, минералогического и гранулометрического состава пород коллекторов и многих других факторов. Реальное значение порога подвижности выпавшего конденсата были установлены путем проведения экспериментов на физических моделях газоконденсатных месторождений с различными содержаниями конденсата, емкостными и фильтрационными свойствами пористой среды в работе [34]. Согласно этим экспериментам, при остаточной водонасыщенности использованных образцов пористой среды, равной $S_{ост.в}=0,2$ единиц, максимальная величина порога подвижности выпавшим конденсатом составляет $S_{кп.макс}=0,2$ единиц, а диапазон изменения порога подвижности выделившегося конденсата в зависимости от величины остаточной водонасыщенности и проницаемости пористой среды оказался $0,1 \leq S_{кп} \leq 0,365$ единиц. Ориентируясь на эти результаты, полученные на физических моделях пористой среды с соблюдением критерий подобия, в данной работе математические эксперименты были проведены для величин порога подвижности равных $S_{кп}=0,1; 0,2; 0,3; 0,4$ единицы на фрагментах залежей с проницаемостями $k=10, 50$ и 250 мД и с содержанием конденсата в газе равными $Q_1=180$ г/м³ и $Q_2=318$ г/м³. Естественно, что продолжительность процесса стабилизации выхода конденсата при газоконденсатных исследованиях, что является обязательным условием для получения достоверной газоконденсатной характеристики залежи:

- уменьшается с увеличением содержания конденсата в пластовом газе;
- увеличивается с увеличением порога подвижности выпавшего в призабойной зоне конденсата.

Следует подчеркнуть, что достижение величины порога подвижности, выделяющегося в пласте, в особенности в призабойной зоне, не означает, что в дальнейшем весь выделяющийся в пласте конденсат выносится из пласта. Проведенные математические эксперименты показали, что для полного выноса, выделяющегося в призабойной зоне конденсата, его предельные значения составляют при: $0,1 \leq S_{п1} \leq 0,21$; $0,2 \leq S_{п2} \leq 0,29$; $0,3 \leq S_{п3} \leq 0,37$ и $0,4 \leq S_{п4} \leq 0,43$ единиц.

Проведенные исследования в данной работе показали, что приведенные предельные значения порога подвижности конденсата достигается только в призабойной зоне в пределе не более 20 м от стенки скважины за весь период разработки месторождения. Такое ограничение размера зоны, где происходит движение выпавшего конденсата, связано с распределением давления в пласте в результате создания депрессии на пласт. За пределами указанной выше зоны выделяющийся конденсат под влиянием, созданной незначительной величиной депрессии в этой зоне и истощении залежи в процессе разработки, не обеспечивает достижения порога подвижности и поэтому оказывается полностью потерянным.

Еще одним весьма существенным фактором, влияющим на величину насыщенности пор выпадающим конденсатом, является количество газоконденсатной смеси, проходящей через кольцевые сечения, площадь которого изменяется от величины $F_k = 2\pi R_k \cdot h$ до $F_c = 2\pi R_c \cdot h$. Установлено, что количество газоконденсатной смеси Q , проходящей через увеличивающуюся поверхность кольцевого сечения от скважины к контуру зоны дренирования уменьшается. Поэтому чем дальше от скважины до границы зоны дренирования, тем меньше выделение конденсата, связанное с депрессией на пласт и насыщенность выделяющимся в пласте конденсатом обусловленной общим падением пластового давления.

Влияние емкостных и фильтрационных свойств пористой среды на продолжительность процесса выделения, накопления и частичного выноса выпавшего в призабойной зоне конденсата и на стабилизацию его выхода из пласта при газоконденсатных исследованиях скважин.

До настоящего времени в точной постановке эти задачи не изучены. Имеющиеся в нормативных документах – инструкциях или методических руководствах рекомендации, учитывающие будто бы фильтрационные свойства пористой среды при газоконденсатных исследованиях, без достаточного обоснования выражены временем, т.е. продолжительностью работы скважины до начала исследований на газоконденсатность в диапазоне $9 \leq t \leq 48$ час [50]. Такой подход к определению газоконденсатной характеристики залежи неприемлем, как с позиции газогидродинамических основ исследования, согласно которой, как это показано в [31], стабилизация забойного давления и дебита наступает при соблюдении равенства:

$$t_{ст} = 0,122 R_k^2 m \mu / k R_{пл}, \quad (2.1)$$

так и с позиции выделения, накопления и частичного выноса выпавшего в призабойной зоне конденсата на режиме, при котором забойное давление и распространение давления в пласте стабилизировалось. Стабилизация забойного давления по гидродинамике не означает, что процесс выделения, накопления и частичного выноса конденсата из призабойной зоны на выбранном режиме тоже стабилизировался. Для $Q_{кон}(t_{ст})$, как правило, требуется кратно больше времени, чем $t_{ст}$, определяемое по формуле (2.1), обусловленное газогидродинамикой для P_3 и Q . Величина $t_{ст}$ существенно зависит прежде всего от двух основных параметров, в частности, от расстояния до границы зоны дренирования R_k и от проницаемости пласта k . В эту формулу входят также пористость пласта m , вязкость газа μ и пластовое давление $R_{пл}$, но они не так значительно изменяют величину $t_{ст}$. В принципе, продолжительность стабилизации забойного давления и дебита без учета стабилизации выхода конденсата можно свести к минимуму путем уменьшения R_k , например, условно от $R_{к.ср} = 500$ м до $R_{к.усл} = 50$ м. Однако это уменьшение R_k не приведет к

стабилизации выхода конденсата, так как стабилизация выхода конденсата происходит в пределах $0,2 \leq R_{\text{ст.кон}} \leq 13$ м и поэтому процесс стабилизации выхода конденсата при любой величине $R_{\text{к.г}}$ длительней, т.е. $t_{\text{ст.кон}} > t_{\text{ст.г}}$. Из формулы (2.1) следует: чем больше проницаемость пласта K , тем меньше время для гидродинамической стабилизации забойного давления и дебита, т.е. тем быстрее созданное возмущение давления на забое достигнет границы зоны дренируемой скважины.

Однако степень влияния величины проницаемости на процесс стабилизации выхода конденсата до настоящего времени точно не установлена. В предлагаемой работе этот процесс изучен впервые путем геолого-математического моделирования фрагментов газоконденсатных залежей с различными емкостными и фильтрационными свойствами и содержания конденсата в пластовом газе. Для однозначного определения проницаемости пласта на процессе стабилизации выхода конденсата необходимо сохранить постоянными все другие параметры модели, за исключением проницаемости. Тем не менее, выполнить эти условия при моделировании практически невозможно, так как при большой проницаемости пласта, но заданной депрессии на пласт удельный приток из каждого погонного метра фильтра резко возрастает, ускоряя при этом насыщенность призабойной зоны конденсатом. Для определения влияния проницаемости на процесс стабилизации выхода конденсата желательно, чтобы удельные притоки газоконденсатной смеси при любых проницаемостях пласта и создаваемые депрессии на пласт были одинаковыми. Обеспечить это условие при математических экспериментах не удалось и поэтому для выравнивания удельных притоков газа на каждый погонный метр фильтра пришлось уменьшить депрессии на пласт с большой проницаемостью. Результаты этих экспериментов приведены в таблице 2.2.

Качественное изучение этого вопроса можно было достичь только “точным” численным методом путем моделирования. Основные положения этого метода изложены в следующей главе. Но в данном случае, для подтверждения влияния проницаемости на процесс стабилизации выхода

конденсата в данном пункте приведены результаты, полученные путем моделирования фрагментов газоконденсатных месторождений с различными содержаниями конденсата в газе и фильтрационными свойствами.

Таблица 2.2 – Результаты математических экспериментов по изучению влияния проницаемости пласта на продолжительность процесса стабилизации выхода конденсата при исследовании скважин на газоконденсатность.

| Число дней работы скважины t, сут | Порог подвижности выпавшего в пласте конденсата $S_{кп}=0,2$ ед. | | | | Порог подвижности выпавшего в пласте конденсата $S_{кп}=0,2$ ед. | | | |
|-----------------------------------|--|------------------------------------|----------------------------------|---|--|------------------------------------|----------------------------------|---|
| | Депрессия ΔP_1 , атм. | Дебит Q, тыс. м ³ /сут. | Насыщенность $S_{кв}$, доли ед. | Относит. дебит $\bar{Q} = \frac{Q(t)}{Q_{нач}}$ | Депрессия ΔP_1 , атм. | Дебит Q, тыс. м ³ /сут. | Насыщенность $S_{кв}$, доли ед. | Относит. дебит $\bar{Q} = \frac{Q(t)}{Q_{нач}}$ |
| 1 | 24,89 | 814,8 | 0,014 | 1,000 | 12,62 | 744,4 | 0,009 | 1,000 |
| 11 | 25,39 | 642,4 | 0,104 | 0,788 | 12,92 | 627,6 | 0,079 | 0,843 |
| 21 | 24,70 | 552,0 | 0,169 | 0,677 | 12,70 | 564,8 | 0,133 | 0,758 |
| 30 | 25,10 | 514,8 | 0,218 | 0,632 | 12,45 | 521,2 | 0,174 | 0,700 |
| 40 | 24,70 | 450,0 | 0,269 | 0,552 | 13,10 | 493,2 | 0,223 | 0,642 |
| 50 | 24,80 | 414,0 | 0,300 | 0,508 | 12,20 | 418,0 | 0,257 | 0,561 |
| 60 | 24,80 | 397,6 | 0,314 | 0,488 | 13,00 | 406,8 | 0,289 | 0,546 |
| 90 | 24,50 | 388,7 | 0,317 | 0,477 | 12,70 | 385,7 | 0,296 | 0,531 |
| 120 | 24,60 | 385,0 | 0,318 | 0,472 | 12,70 | 383,3 | 0,297 | 0,515 |
| 150 | 25,00 | 380,2 | 0,320 | 0,467 | 12,90 | 380,9 | 0,298 | 0,512 |
| 210 | 24,70 | 352,4 | 0,325 | 0,432 | 12,20 | 353,6 | 0,299 | 0,475 |
| 300 | 24,80 | 310,5 | 0,346 | 0,381 | 12,60 | 322,6 | 0,309 | 0,412 |
| 360 | 24,90 | 291,3 | 0,350 | 0,357 | 12,40 | 306,7 | 0,321 | 0,409 |

Из данных, приведенных в таблице 2.2 видно, что для сближения значений дебитов при проницаемостях пласта $k_1=10$ мД и $k_2=50$ мД, проходящих через один погонный метр толщины пласта пришлось уменьшить депрессию на пласт при $k_2=50$ мД в два раза, т.е. вместо $\Delta P_1(k_1=10) \approx 24,6$ атм. принять $\Delta P_2(k_2=50) \approx 12,7$ атм. Ранее было отмечено, что на начальной стадии разработки месторождения увеличение депрессии на пласт в два раза приводит к увеличению выделения конденсата из газа практически в два раза. Поэтому продолжительность процессов выделения конденсата в призабойной зоне до принятой величины порога подвижности конденсата как при $k_1=10$ мД, так и при $k_2=50$ мД оказалась близкой.

Из сравнения данных о насыщенности выпавшим в призабойной зоне конденсатом следует, что при сравнительно близких дебитах пластов с

проницаемостями $k_1=10$ мД и $k_2=50$ мД, но отличающихся величинами создаваемых депрессий на пласт в два раза, продолжительность процесса стабилизации выхода конденсата оказалась для пласта $k_2=50$ мД и депрессией на пласт $\Delta P_2(k_2=50)\approx 12,7$ атм. больше, чем при $k_1=10$ мД и $\Delta P_1(k_1=10)\approx 24,6$ атм. Это означает, что на продолжительность стабилизации выхода конденсата пятикратная разница в проницаемостях повлияла меньше, чем двукратное увеличение депрессии на пласт. Как было отмечено выше, максимальная величина порога подвижности для полного выноса конденсата при начале порога подвижности, равного $S_{\text{кп}}=0,2$ составляет $S_{\text{кп. макс.}}=0,29$ единиц. Величина $S_{\text{кп. макс.}}$ при проницаемости при $k_1=10$ мД и $\Delta P_1(k_1=10)\approx 24,6$ атм. составляет около $t(k_1=10)\approx 45$ дней, тогда как в пласте с $k_2=50$ мД и $\Delta P_2(k_2=50)\approx 12,7$ атм. максимальное значение порога подвижности достигается при $t(k_2=50)\approx 60$ дней. Из этих данных следует, что величина продолжительности стабильного выхода конденсата несущественно зависит от проницаемости пласта.

2.2 Приближенный учет влияния кольматации призабойной зоны пласта, вызванной выпадением конденсата, на продуктивную характеристику вертикальных и горизонтальных газоконденсатных скважин

В реальных условиях вскрытие газоносного пласта без влияния промывочной жидкости на параметры призабойной зоны пласта практически невозможно. Исключить кольматации, т.е. загрязнения призабойной зоны, возможно, если промывочную жидкость заменить газом, например, азотом. Однако такой способ вскрытия продуктивного пласта широко не практикуется. Если исходить из актуальности вопроса, то необходим переход от жидкого промывочного агента на газовый при вскрытии пласта, а также детально изучить процессы, происходящие при загрязнении призабойной зоны и частичное очищение в процессе освоения скважины и ее эксплуатации.

Загрязнение призабойной зоны буровым раствором – кольматация при вскрытии продуктивного пласта приводит к существенному снижению проницаемости пласта в этой зоне, т.е. к $K_{\text{кол}} \leq K_{\text{пл}}$ в результате которого снижается производительность скважины. При освоении скважины после бурения и перфорации, как правило, с большой депрессией на пласт, с целью очищения зоны загрязнения происходит только частичное очищения призабойной зоны от проникшего в эту зону бурового раствора.

Степень загрязнения призабойной зоны промывочной жидкостью и ее очищения, а также размеры этой зоны зависят от свойств пористой среды, бурового раствора и их взаимодействия. Если учесть, что размеры зоны загрязнения сравнительно невелики и ее очищение происходит быстрее, чем процесс выделения, накопления и частичного выноса конденсата из зоны с интенсивным снижением давления, как это следует из теории фильтрации газоконденсатной смеси в пористой среде, то влияние выпавшего конденсата на процесс его выхода из пласта и на снижение дебита газоконденсатной скважины может быть установлено с весьма высокой достоверностью.

Продолжительность процесса стабилизации выхода конденсата из пласта в данной работе оценена по результатам решения изучаемой задачи в точной постановке, путем геолого-математического моделирования фрагментов газоконденсатных месторождений с различными содержаниями конденсата в пластовом газе и емкостными и фильтрационными свойствами пористой среды [1], [10].

Для однозначного установления влияния выделения накопления и частичного выхода конденсата из призабойной зоны пласта на качество газоконденсатных исследований и на производительность газоконденсатных скважин различных конструкций в данной работе проанализированы результаты имеющихся публикаций, связанных с кольматацией призабойной зоны пласта. Следует подчеркнуть, что влияние выделения, накопления и частичного выноса из призабойной зоны конденсата практически происходит в скважинах после стабилизации процесса предельно возможного очищения призабойной зоны от загрязнения буровым раствором. Поэтому задачи,

рассмотренные в данной работе, имеют место в газоконденсатных скважинах с остаточным и практически не изменяющимся в них состоянием загрязнения призабойной зоны, где происходит выделение накопления и частичный выход конденсата. В результате решения поставленной задачи имеется возможность качественно установить газоконденсатную характеристику залежи и ожидаемые изменения дебита скважин.

Аналитическое решение изучаемой задачи о степени загрязнения призабойной зоны пласта в процессе его вскрытия и частичного очищения при освоении и эксплуатации скважины, и их влияние на выход конденсата при газоконденсатных исследованиях в точной постановке к настоящему времени не получено. Это связано с тем, что:

1. Неизвестна степень загрязнения призабойной зоны буровым раствором, так как загрязнения этой зоны зависит от свойств пористой среды и промывочной жидкости, а также от их взаимодействия. Причем если вскрываемый продуктивный пласт неоднородный по толщине и по минералогическому и гранулометрическому составу, то загрязнение призабойной зоны и возможности его очищения окажутся не идентичными.

2. Неизвестны размеры зон загрязнения в зависимости от проницаемости пропластков в продуктивном интервале. К настоящему времени имеются результаты научно-практических исследований геофизическими методами, в которых оцениваются возможные размеры зон загрязнения в диапазоне $0,25 \leq R \leq 5$ м.

Однако существует возможность изучить численным методом влияние на производительность или на величину депрессии на пласт загрязнения призабойной зоны путем использования различных размеров и проницаемостей этой зоны и установить зависимости дебита на пласт для большого диапазона изменений проницаемости и радиуса зоны загрязнения при вскрытии продуктивного пласта вертикальными и горизонтальными скважинами.

2.2.1 Приближенный учет влияния кольматации на продуктивную характеристику вертикальных газоконденсатных скважин

Приближенно влияние кольматации на продуктивную характеристику совершенной вертикальной скважины, вскрывшей однородный пласт, в частности, влияние на величину депрессии на пласт или на дебит, а также на коэффициенты фильтрационного сопротивления, можно определить путем совместного решения двух уравнений стационарного притока газа к скважине в зонах от R_k до $R_{кол}$ и от $R_{кол}$ до R_c схематично показанных на рисунке 2.2, имеющих вид:

В зоне отсутствия кольматации в диапазоне $R_{кол} \leq R \leq R_k$

$$P_{пл}^2 - P_{кол}^2 = \left[\frac{\mu Z P_{ат} T_{пл}}{\pi h T_{ст}} \frac{1}{k_{пл}} \ln \frac{R_k}{R_{кол}} \right] Q + \left[\frac{\rho_{ст} Z P_{ат} T_{пл}}{2 \pi^2 h^2 T_{ст}} \frac{1}{l_{пл}} \left(\frac{1}{R_{кол}} - \frac{1}{R_k} \right) \right] Q^2, \quad (2.2)$$

а в зоне кольматации в диапазоне $R_c \leq R \leq R_{кол}$

$$P_{пл}^2 - P_3^2 = \left[\frac{\mu Z P_{ат} T_{пл}}{\pi h T_{ст}} \frac{1}{k_{кол}} \ln \frac{R_{кол}}{R_c} \right] Q + \left[\frac{\rho_{ст} Z P_{ат} T_{пл}}{2 \pi^2 h^2 T_{ст}} \frac{1}{l_{кол}} \left(\frac{1}{R_c} - \frac{1}{R_{кол}} \right) \right] Q^2 \quad (2.3)$$

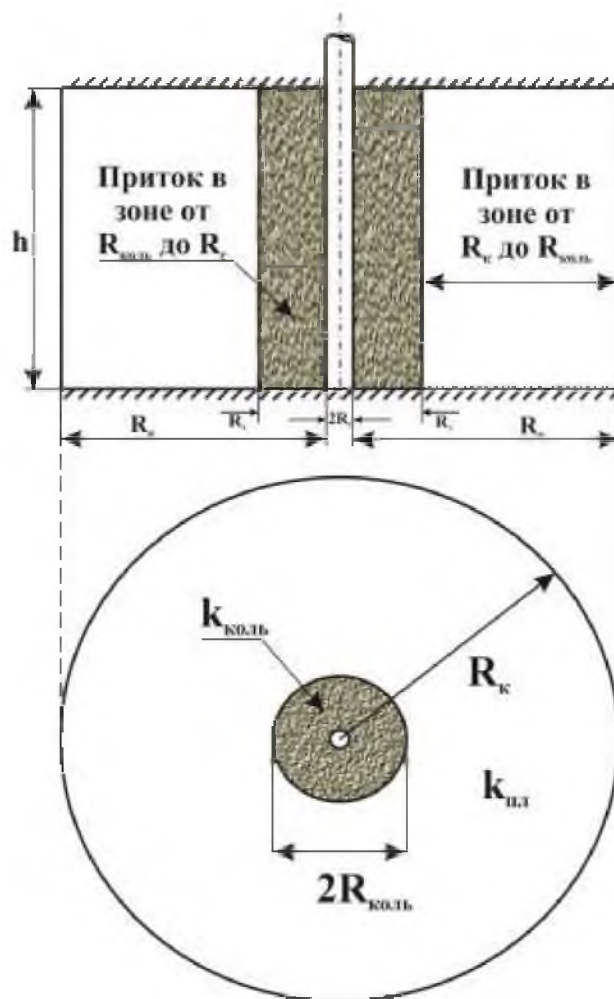


Рисунок 2.2 – Схема загрязнения призабойной зоны однородного газоносного пласта при его вскрытии вертикальной скважиной.

Если ввести обозначения:

$$a_1 = \frac{\mu Z P_{ат} T_{пл}}{\pi h \Gamma_{ст}} \text{ и } b_1 = \frac{\rho_{ст} Z P_{ат} T_{пл}}{2\pi^2 h^2 \Gamma_{ст}} \quad (2.4)$$

и совместно решить уравнения (2.2) и (2.3), то коэффициенты фильтрационного сопротивления в условиях кольтматации будут иметь вид:

$$a_{кол} = \frac{a_1 \left[k_{кол} \ln \frac{R_к}{R_{кол}} + k_{пл} \ln \frac{R_{кол}}{R_c} \right]}{k_{кол} k_{пл}} \quad (2.5)$$

$$b_{кол} = \frac{b_1 \left[l_{кол} \left(\frac{1}{R_{кол}} - \frac{1}{R_к} \right) + l_{пл} \left(\frac{1}{R_c} - \frac{1}{R_{кол}} \right) \right]}{l_{пл} l_{кол}} \quad (2.6)$$

Из совместного решения системы (2.2) и (2.3) с учетом (2.4)÷(2.6) в условиях кольматации формула притока газа к совершенной вертикальной скважине будет иметь вид:

$$P_{\text{пл}}^2 - P_3^2 = \frac{a_1}{k_{\text{кол}} k_{\text{пл}}} \left[k_{\text{кол}} \ln \frac{R_{\text{к}}}{R_{\text{кол}}} + k_{\text{пл}} \ln \frac{R_{\text{кол}}}{R_{\text{с}}} \right] Q + \frac{b_1}{l_{\text{пл}} l_{\text{кол}}} \left[l_{\text{кол}} \left(\frac{1}{R_{\text{кол}}} - \frac{1}{R_{\text{к}}} \right) + l_{\text{пл}} \left(\frac{1}{R_{\text{с}}} - \frac{1}{R_{\text{кол}}} \right) \right] Q^2 \quad (2.7)$$

В случае притока газа к скважине при вскрытии пласта, в которой не произошла кольматация, формула будет иметь вид:

$$P_{\text{пл}}^2 - P_3^2 = \frac{a_1}{k_{\text{пл}}} \ln \frac{R_{\text{к}}}{R_{\text{с}}} Q + \frac{b_1}{l_{\text{пл}}} \left[\frac{1}{R_{\text{с}}} - \frac{1}{R_{\text{кол}}} \right] Q^2 \quad (2.8)$$

Из уравнения коэффициентов фильтрационного сопротивления в формулах (2.7) и (2.8) можно установить влияние кольматации на продуктивную характеристику совершенной вертикальной скважины, путем определения относительной величины этих коэффициентов из формул:

$$\bar{a} = \frac{a_{\text{кол}}}{a_{\text{без.кол}}} = \frac{1}{k_{\text{кол}}} \left[\frac{k_{\text{кол}} \ln \frac{R_{\text{к}}}{R_{\text{кол}}} + k_{\text{пл}} \ln \frac{R_{\text{кол}}}{R_{\text{с}}}}{\ln \frac{R_{\text{к}}}{R_{\text{с}}}} \right] \quad (2.9)$$

$$\bar{b} = \frac{b_{\text{кол}}}{b_{\text{без.кол}}} = \frac{1}{l_{\text{кол}}} \left[\frac{l_{\text{кол}} \left(\frac{1}{R_{\text{кол}}} - \frac{1}{R_{\text{к}}} \right) + l_{\text{пл}} \left(\frac{1}{R_{\text{с}}} - \frac{1}{R_{\text{кол}}} \right)}{\frac{1}{R_{\text{с}}} - \frac{1}{R_{\text{к}}}} \right] \quad (2.10)$$

В работе [1] были определены относительная величина коэффициента \bar{a} по формуле (2.9) при значениях проницаемости зоны кольматации, равные: $k_{\text{кол}}=k_{\text{пл}}/2$; $k_{\text{кол}}=k_{\text{пл}}/5$; $k_{\text{кол}}=k_{\text{пл}}/10$ и $k_{\text{кол}}=k_{\text{пл}}/100$. При этом диапазон значений проницаемости был принят: $k_{\text{пл}}=5, 10, 100$ и 500 мД; а радиус зоны кольматации: $R_{\text{кол}}=0,3; 0,5; 1,0; 3,0$ и $5,0$ м. Результаты расчетов приведены в таблице 2.3 и показаны на рисунке 2.3.

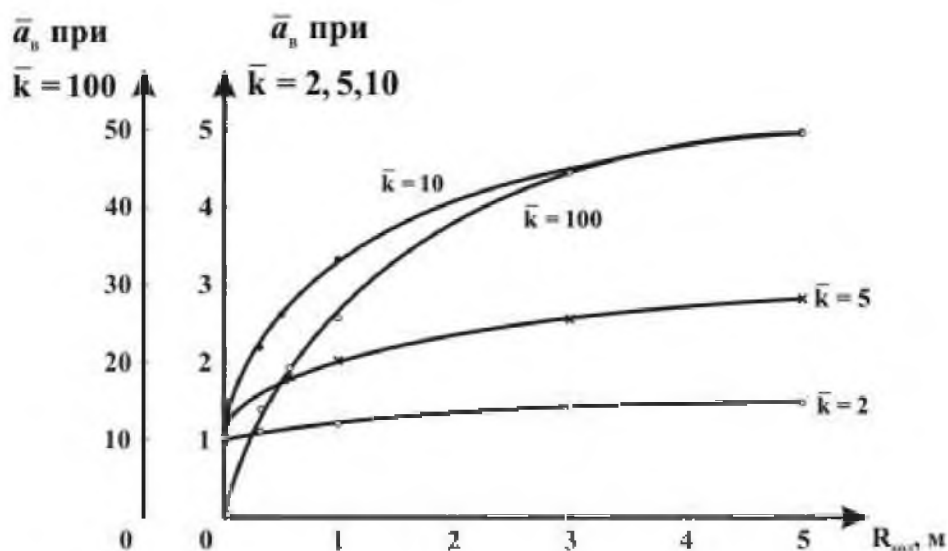


Рисунок 2.3 – Прирост коэффициента фильтрационного сопротивления $\bar{a}_в = a_{в.кол} / a_{в.без.кол}$ при вскрытии пласта вертикальной скважиной в зависимости от радиуса зоны кольматации $R_{кол}$ при $k_{пл} / k_{кол} = \bar{k} = 2, 5, 10$ и 100 единиц и $k_{пл} = 5, 10, 100$ и 500 мД.

Таблица 2.3 – Прирост относительного коэффициента \bar{a} при различных значениях проницаемости и радиуса зоны кольматации вертикальных скважин.

| Радиус зоны кольматации $R_{кол}$, м | $\bar{a} = a_{кол} / a_{без.кол}$ при | | | |
|---------------------------------------|---------------------------------------|----------------------|-----------------------|------------------------|
| | $k_{кол} = k_{пл}/2$ | $k_{кол} = k_{пл}/5$ | $k_{кол} = k_{пл}/10$ | $k_{кол} = k_{пл}/100$ |
| 0,3 | 1,12 | 1,44 | 2,11 | 13,19 |
| 0,5 | 1,18 | 1,72 | 2,62 | 18,86 |
| 1,0 | 1,26 | 2,03 | 3,32 | 26,55 |
| 3,0 | 1,38 | 2,52 | 4,43 | 38,74 |
| 5,0 | 1,44 | 2,75 | 4,95 | 44,41 |

Из приведенного в таблице 2.3 характера изменения коэффициента \bar{a} следует, что основная интенсивность роста коэффициента \bar{a} происходит на сравнительно небольших значениях радиуса зоны кольматации. Установлено, что темп роста этого коэффициента существенно зависит от соотношения величины проницаемости зоны кольматации к проницаемости пласта, т.е. $\bar{k} = k_{пл} / k_{кол}$. С уменьшением проницаемости зоны кольматации отношение $\bar{a} = a_{кол} / a_{без.кол}$ увеличивается.

Полученные выше значения роста коэффициентов фильтрационного сопротивления приближенным методом были проверены путем точной постановки задачи о влиянии кольматации на продуктивную характеристику

совершенных вертикальных скважин в работе [6]. Были проведены математические эксперименты для трех значений проницаемости пласта $k_{пл}=500, 100, 20$. При этом проницаемость зоны кольматации принималась в 10 раз меньше проницаемости пласта, а радиус зоны кольматации изменялся в интервале $0,25 \leq R_{кол} \leq 16,25$ м. Проницаемости зоны кольматации применялись при $k_{пл}=500$ мД и $k_{кол}=50, 100$ и 250 мД; $k_{пл}=100$ мД и $k_{кол}=10, 20$ и 50 мД, а при $k_{пл}=20$ мД и $k_{кол}=2, 4$ и 10 мД. При этих значениях проницаемости и радиусов зоны кольматации получены следующие соотношения коэффициента $\bar{a} = a_{кол} / a_{без.кол}$, которые приведены в таблице 2.4.

Из результатов расчетов приведенных в таблице следует, что:

1. Прирост коэффициента фильтрационного сопротивления \bar{a} при соблюдении соотношений проницаемостей зоны кольматации к проницаемости пласта и одинаковых размерах зоны загрязнения $R_{кол}$ этой зоны не зависит от абсолютной проницаемости пласта. Поэтому при проницаемостях пласта $k_{пл}=500$ мД и зонах кольматации $k_{кол}=50, 100$ и 250 мД значения \bar{a} оказались идентичными при аналогичных соотношениях $k_{пл}=100$ мД $k_{кол}=10, 20$ и 50 мД; $k_{пл}=20$ мД и $k_{кол}=2, 4$ и 10 мД.

2. Основной прирост коэффициента фильтрационного сопротивления происходит при небольших величинах радиуса зоны кольматации $R_{кол}$. В частности при росте $R_{кол}$ от $0,25$ м до $1,25$ м прирост относительного коэффициента \bar{a} составляет $1,86$ раз, а при росте $R_{кол}$ от $0,25$ м до $6,25$ м величина \bar{a} составляет $1,46$ раз. Дальнейший рост $R_{кол}$ с $6,25$ м до $16,25$ м приведет к росту \bar{a} всего на $1,17$ раз.

3. По мере уменьшения соотношений $k_{пл}$ и $k_{кол}$, прирост относительного коэффициента \bar{a} уменьшается. В частности при $k_{пл}/k_{кол}=10$ прирост коэффициента \bar{a} при радиусе зоны кольматации $R_{кол}=1,25$ м (наиболее часто встречаемый на практике случай) составляет $\bar{a}=3,67$ единиц,

при $k_{пл}/k_{кол}=5$ и $k_{пл}/k_{кол}=2$ значения \bar{a} для $R_{кол}=1,25$ м составляет $\bar{a}=2,19$ и $\bar{a}=1,3$ единиц соответственно.

Таблица 2.4 – Исходные данные и результаты математических экспериментов по изучению влияния кольматации на величину коэффициента \bar{a} при различных значениях проницаемости пластов, вскрываемых вертикальной скважиной, зон кольматации и радиусов этих зон.

| Радиус зоны кольматации $R_{кол}$, м | Проницаемость пласта $k_{пл}=500$ мД | | | Проницаемость пласта $k_{пл}=100$ мД | | | Проницаемость пласта $k_{пл}=20$ мД | | |
|---------------------------------------|---|--|--|---|--|--|---|--|--|
| | Проницаемость зоны кольматации $k_{кол}$, мД | Коэффициент фильтра. сопротивления $a_{кол}$ | Прирост коэф. фильтра. сопротивления $\bar{a} = \frac{a_{кол}}{a_{без.кол}}$ | Проницаемость зоны кольматации $k_{кол}$, мД | Коэффициент фильтра. сопротивления $a_{кол}$ | Прирост коэф. фильтра. сопротивления $\bar{a} = \frac{a_{кол}}{a_{без.кол}}$ | Проницаемость зоны кольматации $k_{кол}$, мД | Коэффициент фильтра. сопротивления $a_{кол}$ | Прирост коэф. фильтра. сопротивления $\bar{a} = \frac{a_{кол}}{a_{без.кол}}$ |
| 0,00 | 500 | 0,0170 | 1,00 | 100 | 0,0852 | 1,00 | 20 | 0,4259 | 1,00 |
| 0,25 | 50 | 0,0335 | 1,97 | 10 | 0,1676 | 1,97 | 2 | 0,8382 | 1,97 |
| 1,25 | 50 | 0,0625 | 3,67 | 10 | 0,3124 | 3,67 | 2 | 1,5624 | 3,67 |
| 6,25 | 50 | 0,0915 | 5,37 | 10 | 0,4573 | 5,37 | 2 | 2,2867 | 5,37 |
| 16,25 | 50 | 0,1087 | 6,38 | 10 | 0,9433 | 6,38 | 2 | 2,7166 | 6,38 |
| 0,00 | 500 | 0,0170 | 1,00 | 100 | 0,0852 | 1,00 | 20 | 0,4259 | 1,00 |
| 0,25 | 100 | 0,0244 | 1,43 | 20 | 0,1218 | 1,43 | 4 | 0,6097 | 1,43 |
| 1,25 | 100 | 0,0372 | 2,19 | 20 | 0,1862 | 2,19 | 4 | 0,9310 | 2,19 |
| 6,25 | 100 | 0,0501 | 2,94 | 20 | 0,2506 | 2,94 | 4 | 1,2529 | 2,94 |
| 16,25 | 100 | 0,0578 | 3,39 | 20 | 0,2888 | 3,39 | 4 | 1,4440 | 3,39 |
| 0,00 | 500 | 0,0170 | 1,00 | 100 | 0,0852 | 1,00 | 20 | 0,4259 | 1,00 |
| 0,25 | 250 | 0,0189 | 1,11 | 50 | 0,0943 | 1,11 | 10 | 0,4717 | 1,11 |
| 1,25 | 250 | 0,0221 | 1,30 | 50 | 0,1104 | 1,30 | 10 | 0,5521 | 1,30 |
| 6,25 | 250 | 0,0253 | 1,48 | 50 | 0,1265 | 1,48 | 10 | 0,6326 | 1,48 |
| 16,25 | 250 | 0,0272 | 1,60 | 50 | 0,1361 | 1,60 | 10 | 0,6804 | 1,60 |

Характер зависимости коэффициента \bar{a} от величины $R_{кол}$ показан на рисунке 2.3. Из приведенных на рисунке 2.3 характеров изменения коэффициента \bar{a} следует, что интенсивность его роста зависит в основном от двух параметров: в частности от величины радиуса зоны кольматации $R_{кол}$ и от соотношения проницаемости пласта к проницаемости зоны кольматации $k_{пл}/k_{кол}$. Проведенные расчеты показывают основной рост величины \bar{a} происходит в диапазоне изменения радиуса зоны кольматации $R_c \leq R_{кол} \leq 1,0$.

Кроме того установлено, что чем больше $k_{пл}/k_{кол}$, тем существеннее рост коэффициента \bar{a} . При значительных значениях соотношений $k_{пл}/k_{кол}$ интенсивность роста коэффициента \bar{a} сохраняется при величинах радиуса зоны кольматации $R_{кол} > 16$ м.

2.2.2 Приближенный учет влияния кольматации на продуктивную характеристику горизонтальных газовых скважин, вскрывших однородные пласты

Имеющиеся рекомендации по учету влияния кольматации на продуктивную характеристику вертикальных скважин не могут быть полностью перенесены на горизонтальные скважины из-за следующих особенностей вскрытия пласта горизонтальными скважинами:

1. Процесс вскрытия пласта горизонтальным стволом более продолжителен, чем вскрытие его вертикальной скважиной. Поэтому радиус зоны загрязнения в горизонтальных скважинах при идентичных параметрах вскрываемых пластов и промывочных жидкостей радиус зоны кольматации вертикальных скважин будет меньше чем в горизонтальных скважинах.

2. При горизонтальном профиле вскрытия скважиной неоднородных пластов горизонтальный ствол может быть расположен в одном из пропластков в зависимости от фильтрационных свойств выбранного пропластка, в нескольких пропластках при ступенчатом профиле горизонтального участка или вскрытии пласта единым зенитным углом.

Радиусы зоны кольматации горизонтальных скважин в вертикальном и горизонтальном направлениях могут существенно отличаться из-за анизотропии вскрываемого пласта. Как правило, вертикальная проницаемость меньше горизонтальной и поэтому радиус зоны кольматации в горизонтальном и вертикальном направлениях оказываются неравными.

Влияние кольматации призабойной зоны пласта на продуктивную характеристику горизонтальных скважин может быть установлено приближенным аналитическим и численными методами путем

моделирования фрагмента газового месторождения вскрытых горизонтальным стволом.

Для приближенного учета влияния кольтматации призабойной зоны пласта, вскрытого горизонтальным стволом можно использовать уравнение притока газа к скважине имеющий вид:

$$P_{\text{пл}}^2 - P_3^2 = a_{\text{г}}Q + b_{\text{г}}Q^2, \quad (2.11)$$

где $a_{\text{г}}$ и $b_{\text{г}}$ – коэффициенты фильтрационного сопротивления горизонтальной скважины без кольтматации, определяемые при полном вскрытии однородного полосообразного фрагмента газоносного пласта горизонтальным стволом по формулам:

$$a_{\text{г}} = \frac{\mu Z T_{\text{пл}} P_{\text{ат}}}{k_{\text{пл}} T_{\text{ст}} 2L_{\text{г}}} \left[\frac{2}{h_1} (h_1 + R_c \ln \frac{R_c}{R_c + h_1}) + \frac{R_{\text{к}} - h_1}{R_c + h_1} \right] \quad (2.12)$$

$$b_{\text{г}} = \frac{\rho_{\text{ст}} \rho_{\text{ат}} Z T_{\text{пл}}}{l_{\text{пл}} T_{\text{ст}} 8L_{\text{г}}^2} \left[\frac{2}{h_1} (\ln \frac{R_c + h_1}{R_c} - \frac{h_1}{R_c + h_1}) + \frac{R_{\text{г}} - h_1}{(R_c + h_1)^2} \right] \quad (2.13)$$

где $k_{\text{пл}}$ и $l_{\text{пл}}$ – коэффициенты проницаемости и макрошероховатости пласта; h_1 – толщина определяемая из равенства $h_1 = h/2 - R_c$, $R_{\text{к}}$ – расстояние до границы фрагмента (рисунок 2.4 а, б).

На рисунке 2.4 а, б показана схема полосообразного фрагмента газоносного пласта с длиной $L_{\text{фр}}$, шириной $2R_{\text{к}}$ вскрытого полностью с симметрично расположенным по толщине и относительно границ зоны дренирования горизонтальным стволом длиной $L_{\text{г}} = L_{\text{фр}}$.

Если ввести обозначения

$$a_{1\text{г}}^* = \frac{\mu Z P_{\text{атм}} T_{\text{пл}}}{2L_{\text{г}} T_{\text{ст}}} \text{ и } b_{1\text{г}}^* = \frac{\rho_{\text{ст}} \rho_{\text{ат}} Z T_{\text{пл}}}{8L_{\text{г}}^2 T_{\text{ст}}}, \quad (2.14)$$

то для притока газа и горизонтальной скважине, вскрывшей полностью однородный полосообразный фрагмент газовой залежи, коэффициенты фильтрационного сопротивления без кольтматации призабойной зоны пласта будут иметь вид:

$$a_{\text{г.без.кол}} = \frac{Q^*}{k_{\text{пл}}} \left[\frac{2}{h_1} (h_1 + R_c \ln \frac{R_c}{R_c + h_1}) + \frac{R_{\text{к}} - h_1}{R_c + h_1} \right] \quad (2.15)$$

$$b_{г.без.кол} = \frac{b^*}{l_{пл}} \left[\frac{2}{h_1} \left(\ln \frac{R_c + h_1}{R_c} \right) - \frac{h_1}{R_c + h_1} \right] + \frac{R_k - h_1}{(R_c + h_1)^2} \quad (2.16)$$

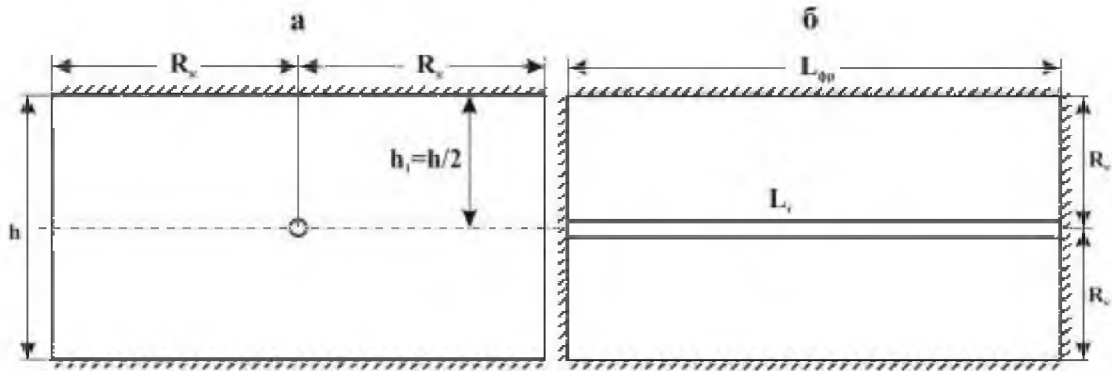


Рисунок 2.4 – Схема полосообразного фрагмента газоконденсатной залежи полностью вскрытого горизонтальным стволом.

Кольматация призабойной зоны однородного пласта при его вскрытии горизонтальным стволом схематично показана на рисунке 2.5.

Согласно этой схеме, приток газа к горизонтальной скважине, коэффициенты фильтрационного сопротивления предопределяются сопротивлением двух зон, в частности зона I, охваченной кольматацией в диапазоне $R_c \leq R \leq R_{кол}$ и зона II за пределами $R_{кол}$ в диапазоне $R_{кол} \leq R \leq R_k$.

В первой зоне уравнения притока газа к горизонтальному стволу будет иметь вид:

$$P_{R_{кол}}^2 - P_3^2 = \frac{a^*}{k_{кол}} \left[\frac{2}{h_1} \left(h_1 + R_c \ln \frac{R_c}{R_c + h_1} \right) + \frac{R_{кол} - h_1}{R_c + h_1} \right] Q + \frac{b^*}{l_{кол}} \left[\frac{2}{h_1} \left(\ln \frac{R_c + h_1}{R_c} - \frac{h_1}{R_c + h_1} \right) + \frac{R_{кол} - h_1}{(R_c + h_1)^2} \right] Q^2 \quad (2.17)$$

а во второй зоне:

$$P_{пл}^2 - P_{кол}^2 = \frac{a^*}{k_{пл}} \left[\frac{2}{h_1} \left(h_1 + R_{кол} \ln \frac{R_{кол}}{R_{кол} + h_1} \right) + \frac{R_k - h_1}{R_{кол} + h_1} \right] Q + \frac{b^*}{l_{пл}} \left[\frac{2}{h_1} \left(\ln \frac{R_{кол} + h_1}{R_{кол}} - \frac{h_1}{R_{кол} + h_1} \right) + \frac{R_k - h_1}{(R_{кол} + h_1)^2} \right] Q^2 \quad (2.18)$$

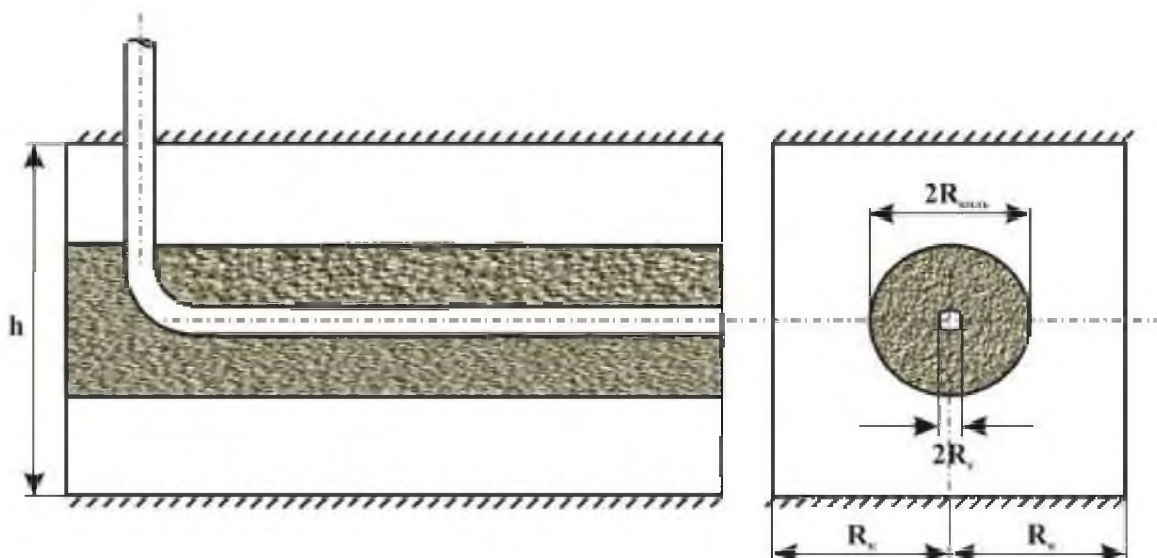


Рисунок 2.5 – Схема загрязнения призабойной зоны однородного газоносного пласта при его вскрытии горизонтальной скважиной.

Сумма формул (2.17) и (2.18) позволяет получить общее уравнение притока газа к горизонтальной скважине в условиях кольматации призабойной зоны пласта в диапазоне $R_c \leq R \leq R_k$ в виде:

$$P_{\text{пл}}^2 - P_3^2 = a^* \left\{ \left[\frac{1}{k_{\text{кол}}} \frac{2}{h_1} \left(h_1 + R_c \ln \frac{R_c}{R_c + h_1} \right) + \frac{R_{\text{кол}} - h_1}{R_c + h_1} \right] + \frac{1}{k_{\text{пл}}} \left[\frac{2}{h_1} \left(h_1 + R_{\text{кол}} \ln \frac{R_{\text{кол}}}{R_{\text{кол}} + h_1} \right) + \frac{R_k - h_1}{(R_{\text{кол}} + h_1)^2} \right] \right\} Q +$$

$$+ b^* \left\{ \left[\frac{1}{l_{\text{кол}}} \frac{2}{h_1} \left(\ln \frac{R_c + h_1}{R_c} - \frac{h_1}{R_c + h_1} \right) + \frac{R_{\text{кол}} - h_1}{(R_c + h_1)^2} \right] + \frac{1}{l_{\text{пл}}} \left[\frac{2}{h_1} \left(\ln \frac{R_{\text{кол}} + h_1}{R_{\text{кол}}} - \frac{h_1}{R_{\text{кол}} + h_1} \right) + \frac{R_k - h_1}{(R_{\text{кол}} + h_1)^2} \right] \right\} Q^2 \quad (2.19)$$

С учетом значений коэффициентов фильтрационного сопротивления $a_{\text{г.кол}}$ и $b_{\text{г.кол}}$, относительный рост этих коэффициентов при кольматации будет иметь вид:

$$\bar{a}_r = \frac{a_{\text{г.кол}}}{a_{\text{г.без.кол}}} \frac{\frac{1}{k_{\text{кол}}} \left[\frac{2}{h_1} \left(h_1 + R_c \ln \frac{R_c}{R_c + h_1} \right) + \frac{R_{\text{кол}} - h_1}{R_c + h_1} \right] + \frac{1}{k_{\text{пл}}} \left[\frac{2}{h_1} \left(h_1 + R_{\text{кол}} \ln \frac{R_{\text{кол}}}{R_{\text{кол}} + h_1} \right) + \frac{R_k - h_1}{(R_{\text{кол}} + h_1)^2} \right]}{\frac{1}{k_{\text{пл}}} \left[\frac{2}{h_1} \left(h_1 + R_c \ln \frac{R_c}{R_c + h_1} \right) + \frac{R_k - h_1}{R_c + h_1} \right]} \quad (2.20)$$

$$\bar{b}_r = \frac{b_{\text{г.кол}}}{b_{\text{г.без.кол}}} \frac{\frac{1}{l_{\text{кол}}} \left[\frac{2}{h_1} \left(\ln \frac{R_c + h_1}{R_c} - \frac{h_1}{R_c + h_1} \right) + \frac{R_{\text{кол}} - h_1}{(R_c + h_1)^2} \right] + \frac{1}{l_{\text{пл}}} \left[\frac{2}{h_1} \left(\ln \frac{R_{\text{кол}} + h_1}{R_{\text{кол}}} - \frac{h_1}{R_{\text{кол}} + h_1} \right) + \frac{R_k - h_1}{(R_c + h_1)^2} \right]}{\frac{1}{l_{\text{пл}}} \left[\frac{2}{h_1} \left(\ln \frac{R_c + h_1}{R_c} - \frac{h_1}{R_c + h_1} \right) + \frac{R_k - h_1}{(R_c + h_1)^2} \right]} \quad (2.21)$$

Прирост коэффициентов фильтрационного сопротивления горизонтальных газовых скважин в результате загрязнения призабойной

зоны установлен для соотношений проницаемости $k_{\text{кол}}=k_{\text{пл}}/5$; $k_{\text{кол}}=k_{\text{пл}}/10$ при $k_{\text{пл}}=100$ и 20 мД и радиусов зоны кольматации $R_{\text{кол}}=0,25$; 6,25; 10,25 и 16,25 м. Результаты расчетов, полученные путем моделирования фрагмента однородного газового месторождения, приведены в таблице 2.5 и показаны на рисунке 2.6.

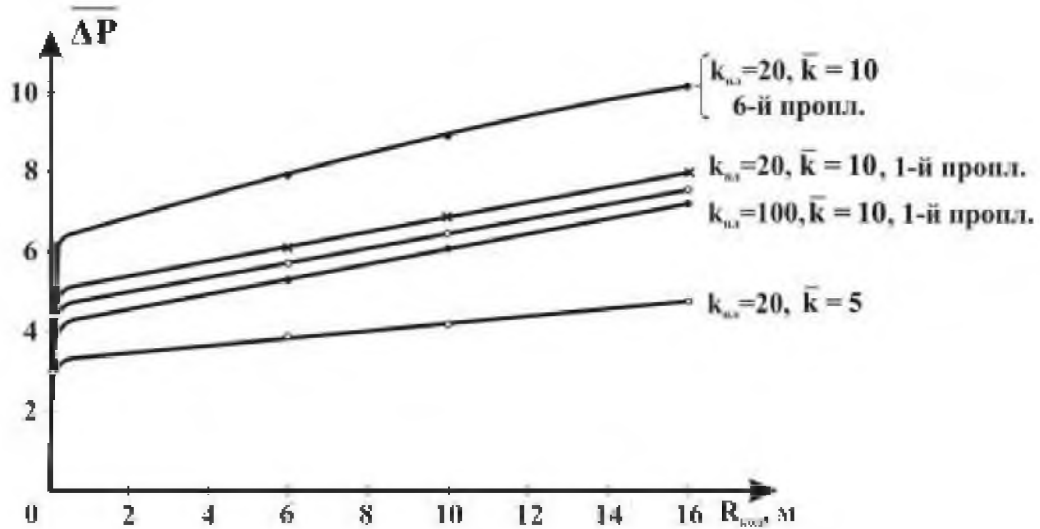


Рисунок 2.6 – Прирост относительной депрессии на пласт $\Delta\bar{P}$ в горизонтальной скважине, вскрывшей однородный пласт при $k_{\text{пл}}=20$ и 100 мД, $\bar{k}=5$ и 10 единиц и размещении ствола в первом и 6-ом пропластках.

Из приведенных зависимостей на рисунке 2.6 следует, что на величину роста относительной депрессии на пласт влияет и расположение горизонтального ствола по толщине и величины относительной проницаемости $\bar{k} = k_{\text{пл}} / k_{\text{кол}}$. Влияние расположения горизонтального ствола по толщине предопределяется вскрытием скважиной по координате Z . В таблице 2.5 при одинаковых вскрытых по координатам X и Y , соответственно ячеек 1÷6 и 1 по оси t . Вскрытие обозначено расположение ствола в 1-ом и 6-ом пропластках, т.е. 1÷6; 1; 1 и 1÷6; 1; 6. Это изменение по толщине привело к увеличению прироста относительно депрессии на пласт. На рисунке 2.6 показаны приросты относительных депрессий на пласт $\Delta\bar{P} = \Delta P_{\text{кол}} / \Delta P_{\text{без.кол}}$ при абсолютных проницаемостях пласта $k_{\text{пл}}=20$ и 100 мД и $\Delta\bar{P}=10$ и размещении горизонтального ствола в 1-ом и 6-ом пропластках по толщине.

Таблица 2.5 – Исходные данные и результаты математических экспериментов по изучению влияния кольматации на величину депрессии при сохранении постоянного дебита горизонтальной скважины.

| Радиус зоны кольматации $R_{кол}, м$ | Проницаемости, мД | | Толщина пропластков $h_i, м$ | Вскрытые гориз. скв. ячейки по координатам X, Y и Z | Длина гориз. ствола $L_i, м$ | Средний дебит скважины 1-е сутки $Q, тыс. м^3/сут.$ | Депрессия на пласт через сутки $\Delta P, атм.$ | Прирост депрессии | |
|--------------------------------------|-------------------------------------|----------------------------|------------------------------|---|------------------------------|---|---|---|--|
| | пласта $k_{пл}$ | зоны кольматации $k_{кол}$ | | | | | | $\overline{\Delta P} = \frac{\Delta P_{кол}}{\Delta P_{без.кол}}$ | $\Delta \overline{P}^* = \Delta P_{кол} (R_{кол}) / \Delta P_{кол} (R_{кол} = 0,25 м)$ |
| 0,00 | 100 | 100 | 16,5;2;10;5;1;0,5;1;5 | 1÷6;1;1 | 492 | 1994 | 11,00 | 1,00 | - |
| 0,25 | -- | 10 | 10;2;24,4;4;2;25 | -- | -- | -- | 46,93 | 4,27 | 1,00 |
| 6,25 | -- | -- | -- | -- | -- | -- | 53,95 | 4,90 | 1,15 |
| 10,25 | -- | -- | -- | -- | -- | -- | 68,65 | 6,24 | 1,46 |
| 16,25 | -- | -- | -- | -- | -- | -- | 81,50 | 7,41 | 1,74 |
| 0,00 | 20 | 20 | 16,5;2;10;5;1;0,5;1;5 | 1÷6;1;1 | 492 | 422,2 | 8,74 | 0,00 | - |
| 0,25 | -- | 2 | 10;2;24,4;4;2;25 | -- | -- | -- | 44,93 | 5,14 | 1,00 |
| 6,25 | -- | -- | -- | -- | -- | -- | 52,01 | 5,95 | 1,16 |
| 10,25 | -- | -- | -- | -- | -- | -- | 63,16 | 7,26 | 1,41 |
| 16,25 | -- | -- | -- | -- | -- | -- | 79,32 | 9,07 | 1,76 |
| 0,00 | 100 | 100 | 16,5;2;10;5;1;0,5;1;5 | 1÷6;1;6 | 492 | 2077 | 9,38 | 0,00 | - |
| 0,25 | -- | 10 | 10;2;24,4;4;2;25 | -- | -- | -- | 45,13 | 4,80 | 1,00 |
| 6,25 | -- | -- | -- | -- | -- | -- | 52,62 | 5,60 | 1,16 |
| 10,25 | -- | -- | -- | -- | -- | -- | 61,48 | 6,55 | 1,36 |
| 16,25 | -- | -- | -- | -- | -- | -- | 72,50 | 7,73 | 1,60 |
| 0,00 | 20 | 20 | 16,5;2;10;5;1;0,5;1;5 | 1÷6;1;6 | 492 | 428,6 | 6,72 | 0,00 | - |
| 0,25 | -- | 2 | 10;2;24,4;4;2;25 | -- | -- | -- | 42,96 | 6,39 | 1,00 |
| 6,25 | -- | -- | -- | -- | -- | -- | 52,15 | 7,76 | 1,21 |
| 10,25 | -- | -- | -- | -- | -- | -- | 58,21 | 8,66 | 1,35 |
| 16,25 | -- | -- | -- | -- | -- | -- | 68,74 | 10,23 | 1,60 |
| 0,00 | 20 | 20 | 16,5;2;10;5;1;0,5;1;5 | 1÷6;1;6 | 492 | 428,6 | 6,72 | 0,00 | - |
| 0,25 | -- | 4 | 10;2;24,4;4;2;25 | -- | -- | -- | 22,82 | 3,39 | 1,00 |
| 6,25 | -- | -- | -- | -- | -- | -- | 25,63 | 3,81 | 1,12 |
| 10,25 | -- | -- | -- | -- | -- | -- | 28,96 | 4,31 | 1,27 |
| 16,25 | -- | -- | -- | -- | -- | -- | 31,19 | 4,64 | 1,37 |
| 0,00 | $k_{1÷6} = 100$ $k_{7÷12} = 100$ | 100 | 16,5;2;10;5;1;0,5;1;5 | 1÷6;1;6 | 492 | 5057 | 10,99 | 0,00 | - |
| 0,25 | -- | 10 | 10;2;24,4;4;2;25 | -- | -- | -- | 47,00 | 4,27 | 1,00 |

продолжение таблицы 2.5

| Радиус зоны кольматации $R_{кол}, м$ | Проницаемости, мД | | Толщина пропластков $h_i, м$ | Вскрытые гориз. скв. ячейки по координатам X, Y и Z | Длина гориз. ствола $L_i, м$ | Средний дебит скважины 1-е сутки $Q, тыс. м^3/сут.$ | Депрессия на пласт через сутки $\Delta P, атм.$ | Прирост депрессии | |
|--------------------------------------|--|----------------------------|------------------------------|---|------------------------------|---|---|---|--|
| | пласта $k_{пл}$ | зоны кольматации $k_{кол}$ | | | | | | $\overline{\Delta P} = \frac{\Delta P_{кол}}{\Delta P_{без.кол}}$ | $\Delta \overline{P}^* = \Delta P_{кол} (R_{кол}) / \Delta P_{кол} (R_{кол} = 0,25 м)$ |
| 6,25 | -- | -- | -- | -- | -- | -- | 53,63 | 4,88 | 1,14 |
| 10,25 | -- | -- | -- | -- | -- | -- | 62,46 | 5,68 | 1,33 |
| 16,25 | -- | -- | -- | -- | -- | -- | 68,68 | 6,25 | 1,46 |
| 0,00 | $k_{1.2.10.11.12} = 100$ $k_{3+9} = 50$ | 100; 50 | 16,5; 2; 10; 5; 1; 0,5; 1; 5 | 1÷6; 1; 6 | 492 | 1116,8 | 7,76 | 0,00 | - |
| 0,25 | -- | 10; 5 | 10; 2; 24,4; 4; 2; 25 | -- | -- | -- | 49,89 | 5,91 | 1,00 |
| 6,25 | -- | -- | -- | -- | -- | -- | 52,75 | 6,80 | 1,15 |
| 10,25 | -- | -- | -- | -- | -- | -- | 61,46 | 7,98 | 1,35 |
| 16,25 | -- | -- | -- | -- | -- | -- | 68,65 | 8,85 | 1,49 |
| 0,00 | $k_{1.2.10.11.12} = 100$ $k_{3+9} = 20$ | 100; 20 | 16,5; 2; 10; 5; 1; 0,5; 1; 5 | 1÷6; 1; 6 | 492 | 429,8 | 6,49 | 0,00 | - |
| 0,25 | -- | 10; 2 | 10; 2; 24,4; 4; 2; 25 | -- | -- | -- | 42,77 | 6,59 | 1,00 |
| 6,25 | -- | -- | -- | -- | -- | -- | 49,30 | 7,60 | 1,15 |
| 10,25 | -- | -- | -- | -- | -- | -- | 58,06 | 8,95 | 1,36 |
| 16,25 | -- | -- | -- | -- | -- | -- | 64,32 | 9,91 | 1,50 |
| 0,00 | 100 | 100 | 16,5; 2; 10; 5; 1; 0,5; 1; 5 | 1÷6; 1; 6 | 492 | 1061,2 | 7,13 | 0,00 | - |
| 0,25 | -- | 10 | 10; 2; 24,4; 4; 2; 25 | -- | -- | -- | 43,16 | 6,05 | 1,00 |
| 6,25 | -- | -- | -- | -- | -- | -- | 49,62 | 6,96 | 1,15 |
| 10,25 | -- | -- | -- | -- | -- | -- | 58,25 | 8,17 | 1,35 |
| 16,25 | -- | -- | -- | -- | -- | -- | 64,27 | 9,01 | 1,49 |

Примечание: Величина $\Delta \overline{P}^$ указывает на прирост депрессии на пласт в горизонтальной скважине относительно ее значения полученного при радиусе зоны кольматации, равный $R_{кол} = 0,25 м$. Эта величина показывает, что уменьшение проницаемости в зоне кольматации происходит в основном вблизи ствола. Дальнейшее увеличение радиуса зоны кольматации с $R_{кол} = 0,25 м$ до $R_{кол} = 16,25 м$, т.е. в 65 раз, приводит к росту относительной депрессии до $\Delta \overline{P}^* = 1,76$ раз.

Рост депрессии на пласт при сохранении дебита Q , равный дебиту полученного без кольматации призабойной зоны при соотношениях $k_{кол} = k_{пл}/5$; $k_{кол} = k_{пл}/10$ при $k_{пл} = 20 мД$ от радиуса зоны кольматации $R_{кол}$ показан на рисунке 2.6, из которого видно, что при уменьшении соотношения с $k_{кол} = k_{пл}/10$; $k_{кол} = k_{пл}/5$ величина роста депрессии на пласт уменьшается в 2 раза. При этих же исходных данных относительный рост депрессии к величине $\Delta \overline{P} (R_{кол} = 0,25 м)$ снижается с $\Delta \overline{P}^* = 1,50$ единиц до $\Delta \overline{P}^* = 1,37$

(рисунок 2.6) при $R_{\text{кол}}=16,25$ м. Для меньших значений $R_{\text{кол}}$, например, для $R_{\text{кол}}=6,25$ м, относительный рост депрессии при $k_{\text{кол}}=4$ мД и $k_{\text{пл}}=20$ мД снижается до $\Delta\bar{P}^*=1,15$, а при $k_{\text{кол}}=4$ мД и $k_{\text{пл}}=20$ мД величина $\Delta\bar{P}^*$ составляет $\Delta\bar{P}^*=1,12$ единиц.

В целом проведенные эксперименты при проницаемостях пласта $k_{\text{пл}}=20, 50$ и 100 мД показали одинаковый рост депрессии на пласт при значениях радиусов зоны загрязнения равных $R_{\text{кол}}=0,25; 6,25; 10,25$ и $16,25$ м. Кроме того, из рисунка 2.6 следует, что размещение горизонтального ствола по толщине приводит к изменению роста относительной депрессии на пласт $\Delta\bar{P} = \Delta P_{\text{кол}} / \Delta P_{\text{без.кол}}$. При этом интенсивность роста $\Delta\bar{P}$ остается практически постоянной при идентичных величинах отношений $k_{\text{пл}}/k_{\text{кол}}$ и не зависит от абсолютной проницаемости пласта.

При вскрытии горизонтальным стволом неоднородных по толщине пластов степень загрязнения призабойной зоны буровым раствором и ее влияния на продуктивную характеристику таких скважин, кроме перечисленных факторов, предопределяющих степень кольтматации, появляется еще один весьма существенный фактор – профиль вскрытия неоднородного по толщине пласта горизонтальным стволом. По характеру вскрытия таких пластов выделяют четыре разновидности профиля: горизонтальный, нисходящий, восходящий и ступенчатый. На рисунке 2.7 а, б и в показаны горизонтальный и нисходящий стволы, вскрывающие неоднородный пласт с единым зенитным углом и ступенчатым профилем.

Если исходить из реальных размеров обсадных колонн, то нетрудно утверждать, что горизонтальный профиль может быть использован при толщинах $h_i \geq 0,3$ м. Однако выбор горизонтального профиля зависит от наличия гидродинамической связи между пропластками. При выборе профиля горизонтального ствола, в зависимости от толщины вскрываемого пропластка, кольтматация призабойной зоны может происходить в пределах только одного

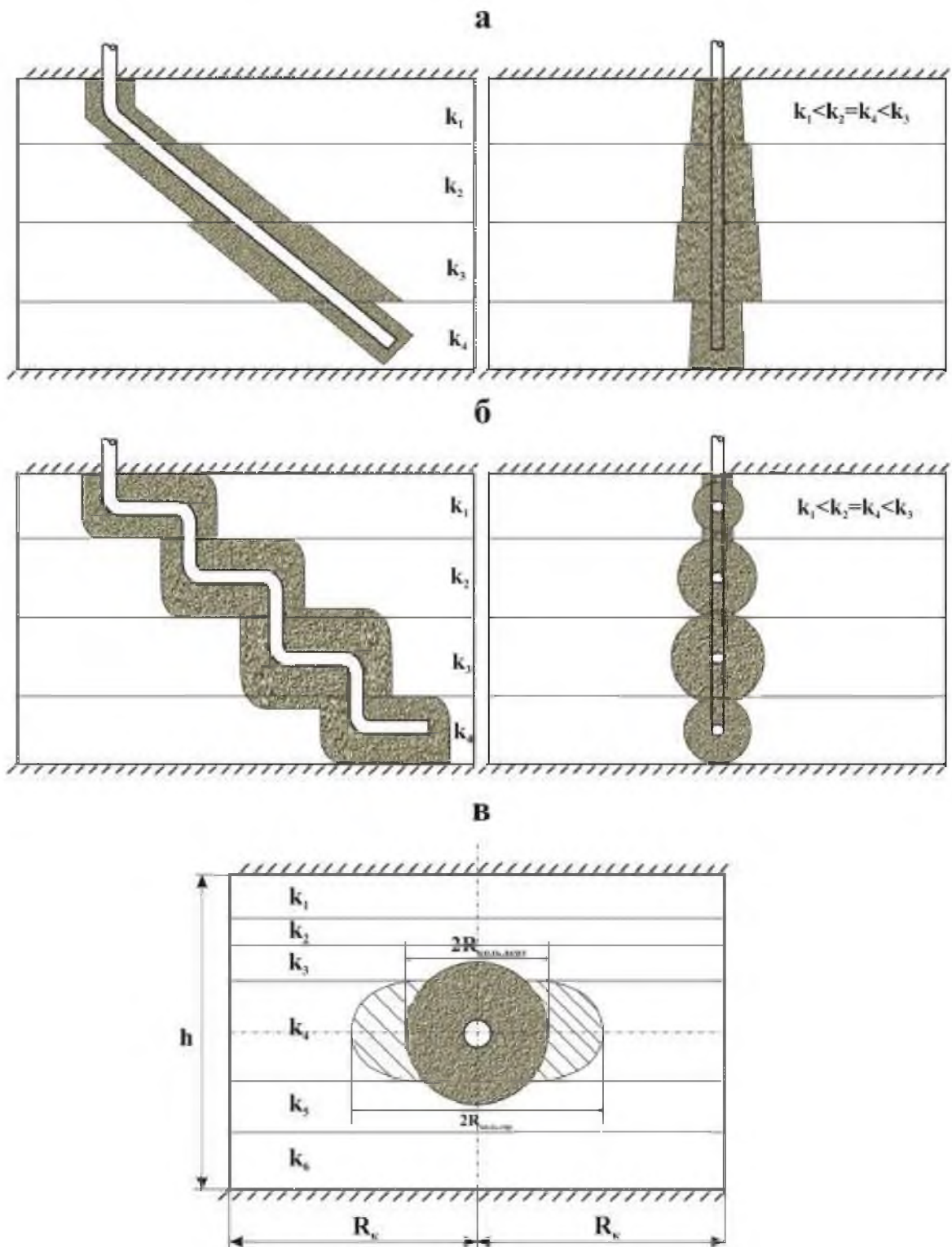


Рисунок 2.7 – Схема зоны кольматации призабойной зоны неоднородного пласта при его вскрытии горизонтальным стволом единым зенитным углом (а), ступенчатым (б) и горизонтальным (в) профилями.

пропластка и охватить несколько пропластков. В работе [21] доказано, что при вскрытии однородного пласта максимальный дебит горизонтальной скважины имеет место при симметричном по толщине пласта размещении горизонтального ствола. При вскрытии неоднородных пластов и сравнительной хорошей гидродинамической связи между пропластками, вместо симметричного размещения горизонтального ствола, его следует размещать в пропластке с большей проницаемостью, если при этом не возникают какие-либо технологические сложности.

Для учета влияния кольтматации при вскрытии горизонтальным стволом многослойной неоднородной залежи простые с приемлемой для практики точностью аналитические методы к настоящему времени не разработаны. Поэтому для решения этой задачи был использован численный метод, путем создания геолого-математической модели фрагмента многопластовой залежи, вскрытого горизонтальным стволом.

Восходящий и нисходящий профили в реальных условиях, как правило, выполняются единым зенитным углом. Авторы таких профилей считают, что такие профили обеспечивают одновременное истощение всех пропластков. Кольтматация в пределах вскрытия каждого пропластка происходит в соответствии с фильтрационными свойствами.

Такой характер загрязнения призабойной зоны буровым раствором в определенной степени аналогичен с загрязнением призабойной зоны многослойного неоднородного пласта вертикальным стволом и отличается только тем, что при вскрытии таких пластов вертикальной скважиной кольтматация происходит по величине проницаемости в горизонтальном направлении (рисунок 2.8).

При этом различная степень и радиусы загрязнения не позволяют с приемлемой достоверностью предопределить влияние кольтматации на коэффициент фильтрационного сопротивления и на продуктивную характеристику, в частности, на прирост депрессии на пласт при сохранении дебита на уровне полученного при отсутствии кольтматации.

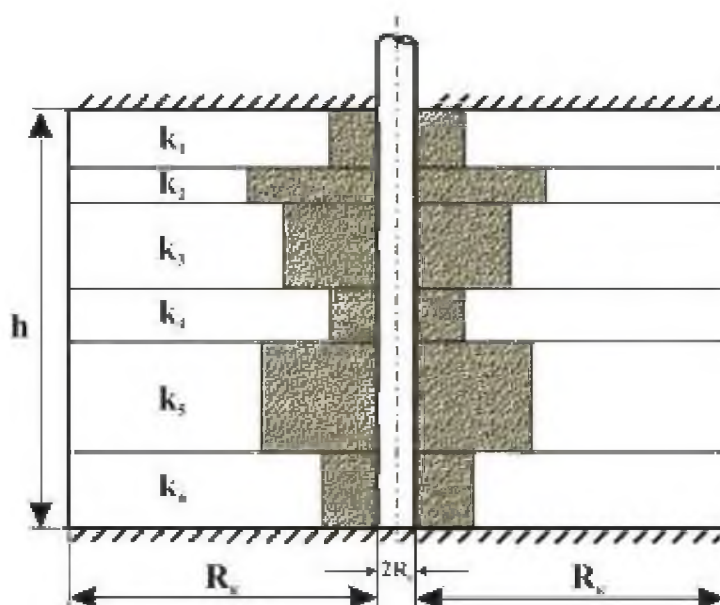


Рисунок 2.8 – Схема кольматации при вскрытии неоднородного пласта вертикальной скважиной $k_1=k_4 < k_6 < k_3 < k_5 < k_2$.

Для получения достоверных значений коэффициентов фильтрационного сопротивления при вскрытии неоднородных многослойных пластов вертикальными и горизонтальными стволами с единым зенитным углом необходимы значения коэффициентов фильтрационного сопротивления по каждому пропластку, проницаемости и радиусы зоны кольматации после освоения скважин и сравнительно продолжительной их эксплуатации. Эти условия связаны с фильтрационными свойствами пропластков, т.к. радиус зоны кольматации и дальнейшая степень очищения зоны загрязнения зависит от проницаемости этих пропластков.

Из-за отсутствия простых аналитических методов определения влияния кольматации призабойной зоны и информации о дебите и коэффициентах фильтрационного сопротивления как вертикальных, так и горизонтальных скважин, вскрывших неоднородные пласты в работе [6] были проведены математические эксперименты на моделях полосообразных фрагментов неоднородных пластов. Результаты этих экспериментов и

принятых при этом исходных данных приведены в таблицах 2.4 и 2.5, из которых следует, что:

1. Прирост депрессии на пласт при сохранении дебита таким, каким был при варианте без кольматации, оказался практически идеальным с приростом для однородного пласта при соотношениях $\bar{k} = k_{пл} / k_{кол} = 2, 5, 10$.

2. Прирост депрессии на пласт в результате кольматации практически не зависит от проницаемости пласта $k_{пл}$.

2.3 Теоретические основы изучения процесса выделения в пласте конденсата на продолжительность стабилизации его выпадения и на продолжительность работы скважины при ее исследовании на газоконденсатность

Для изучения поставленных задач используется система уравнений многомерной, многофазной, многокомпонентной нестационарной фильтрации газоконденсатной смеси в неоднородной анизотропной пористой среде с учетом изменения свойств газа конденсата и воды, а также пористости и проницаемости пласта (пропластков) от давления; влияние гравитационных и капиллярных сил; фазовых переходов из-за изменения давления при создании депрессии на пласт и истощения залежи во времени, фазовых проницаемостей в результате выделения из газоконденсатной смеси жидкой фазы – конденсата, его накопления и частичного выноса из призабойной зоны, конструкции скважины, загрязнения призабойной зоны пласта буровым раствором при его вскрытии и многих других факторов. Общий вид системы приводится ниже:

$$\operatorname{div} \left[k' \sum \frac{k_{\alpha} \rho_{\alpha} l_{\alpha}^k}{\mu_{\alpha}} (\operatorname{grad} P_{\alpha} - \rho_{\alpha} g \cdot \operatorname{grad} Z) \right] - m \frac{\partial}{\partial t} \left[\sum m_{\alpha} \rho_{\alpha} S_{\alpha} l_{\alpha}^k \right] - \sum Q_{\alpha}^k = 0 \quad (2.22)$$

где k – число компонентов $k=1, 2, 3, \dots k$; α – число фаз. Если допустить, что на рассматриваемом месторождении имеется газ, нефтяная

оторочка и вода, то число фаз будет $\alpha=3$. Тогда для случая трех компонентов и трех фаз будет иметь место:

$$\rho_{\alpha} = \rho(P_{\alpha}); \quad l_{\alpha}^k = l(P_{\alpha}); \quad \mu_{\alpha} = \mu(P_{\alpha}) \quad \text{и} \quad m_{\alpha} = m(P_{\alpha}) \quad (2.23)$$

Практически все работы, посвященные изучению газоконденсатной характеристике залежи с различной степенью обоснованности получения этих характеристик, базируются только на термодинамические основы фазового состояние газоконденсатной смеси при различных термобарических условиях.

В перечисленных в списке литературы работах не учтены влияние газогидродинамических процессов, происходящих в пласте и по стволу скважины при пуске этих скважин в работу, с целью изучения газоконденсатной характеристики залежи, результаты которого используются при подсчете запасов газа и конденсата и при прогнозировании показателей разработки газоконденсатных месторождений. Приведенные в работах [25], [41], [4], [50], [60], [85], [91], [94], [96] и др. результаты получены, в основном, для стационарного процесса и в весьма приближенной постановке задачи. Влияние этих результатов не увязаны с достоверностью определения газоконденсатной характеристикой залежи. Практически во всех нормативных документах (руководствах, инструкциях и т.д.) основные требования для качественного изучения газоконденсатной характеристики залежи сведены на обеспечение максимально допустимого дебита для выноса конденсата из забоя, требование к скважине и сепаратору. При этом не рекомендованы конкретные конструкции скважин в зависимости от глубины залегания пласта и от емкостных и фильтрационных свойств залежи. В целом, содержание конденсата в газе, определяемое при газоконденсатных исследованиях, должно быть ориентировано на минимизацию выделения конденсата в призабойной зоне и независимо от создаваемых в сепараторе термобарических условий, обеспечивающих коэффициент сепарации $K_{\text{сеп}}=1,0$ количеством конденсата, получаемого при стандартных условиях.

Под газогидродинамическими процессами, происходящими при исследовании газоконденсатной скважины с целью определения газоконденсатной характеристики в рассматриваемом случае, понимается:

1. Распределение давления и температуры в зоне дренируемой исследуемой скважиной на выбранной величине депрессии на пласт.

2. Выделение конденсата в пределах зоны дренирования в соответствии с распределением давления и температуры в пласте.

3. Стабилизации давления и дебита после пуска скважины в работу на режиме, при котором изучается газоконденсатная характеристика залежи с различными емкостными и фильтрационными свойствами с учетом неоднородности пласта по толщине и по площади.

4. Процессы загрязнения (кольматации) и очищения призабойной зоны от бурового раствора, продолжительности этих процессов и сравнение их с продолжительностью выделения, накопления и частичного выноса конденсата из призабойной зоны.

5. Пороги подвижности выделившегося в призабойной зоне конденсата при различных проницаемостях пористой среды.

6. Интенсивность выделения в призабойной зоне конденсата в зависимости от создаваемой депрессии на пласт, содержания конденсата в пластовом газе и величины его потерь в пласте.

7. Влияние радиуса зоны выделения, накопления и частичного выноса на стабилизацию выхода конденсата при газоконденсатных исследованиях.

8. Изменение пластового давления и его влияние на выход конденсата в процессе газоконденсатных исследований. Этот фактор существенно зависит от принятых размеров фрагмента газоконденсатной залежи и дебита газоконденсатной скважины и т.д.

Учет одновременно всех перечисленных выше факторов возможен только путем численного решения изучаемой задачи на моделях фрагментов различных газоконденсатных месторождений при наличии соответствующей программы.

Фазовые проницаемости будут определяться насыщенностью пористой среды фазами:

$$k_1 = k(S_1); k_2 = k(S_1, S_3) \text{ и } k_3 = k(S_3) \quad (2.24)$$

Значения капиллярных давлений также будут связаны с насыщенностью и могут быть представлены в виде:

$$P_1 - P_2 = P_2^{\text{кап}}(S_1) \text{ и } P_2 - P_3 = P_{2,3}^{\text{кап}}(S_3) \quad (2.25)$$

Для решения системы (2.22) с учетом (2.23), (2.24), (2.25) необходимы следующие замыкающие соотношения:

$$\sum_1^k l_\alpha^k = 1; \sum_\alpha^S S_\alpha = 1; P_\alpha - P_\beta = P_{\alpha,\beta}^c(S_\alpha) \quad (2.26)$$

где k и m – соответственно, коэффициенты проницаемости и пористости пласта в точке с координатами X, Y, Z .

$P_\alpha, \rho_\alpha, k_\alpha, \mu_\alpha, S_\alpha, l_\alpha$ – соответственно давление, плотность, относительные фазовые проницаемости, коэффициент вязкости фаз, насыщенность пористой среды фазами и доли k -ого элементов в α -ой фазе.

Аналитическая связь между насыщенностями, газом, нефтью, водой и фазовыми проницаемостями для принятой в данной работе модификации имеет вид:

$$\bar{k}_B = k_3 = \frac{\bar{k}_{\text{BoiH}} 16S_B^2 [S_B - S_{\text{Bo}}]^3 [1 - \psi_B^B - S_{\text{Bo}}]}{\left\{ 2S_B^2 [2(1 - \psi_B^B) - 3S_{\text{Bo}}] + 3S_B S_{\text{Bo}} [3S_{\text{Bo}} - 2(1 - \psi_B^B)] + S_{\text{Bo}} (1 - \psi_B^B) [4(1 - \psi_B^B) - 5S_{\text{Bo}}] \right\}} \quad (2.27)$$

$$\bar{k}_\Gamma = k_1 = \frac{\bar{k}_{\text{GoIB}} 16S_\Gamma^2 [S_\Gamma - S_{\text{Go}}]^3 [1 - \psi_\Gamma^\Gamma - S_{\text{Go}}]}{\left\{ 2S_\Gamma^2 [2(1 - \psi_\Gamma^\Gamma) - 3S_{\text{Go}}] + 3S_\Gamma S_{\text{Go}} [3S_{\text{Go}} - 2(1 - \psi_\Gamma^\Gamma)] + S_{\text{Go}} (1 - \psi_\Gamma^\Gamma) [4(1 - \psi_\Gamma^\Gamma) - 5S_{\text{Go}}] \right\}} \quad (2.28)$$

$$\bar{k}_H = \frac{k_{\text{HOiB}}}{k_{\text{HOiB}} k_{\text{HOi}\Gamma}} \cdot \frac{X_1 X_2}{Y^2 Z^2}, \text{ (модель Стоуна)} \quad (2.29)$$

$$\text{где } X_1 = k_{\text{HOiB}} 16S_H^2 [S_H - S_{\text{HOB}}]^3 [1 - \psi_B^H - S_{\text{HOB}}] \quad (2.30)$$

$$Y = 2S_H^2 [2(1 - \psi_B^H) - 3S_{\text{HOB}}] + 3S_H S_{\text{HOB}} [3S_{\text{HOB}} - 2(1 - \psi_B^H)] + S_{\text{HOB}} (1 - \psi_B^H) [4(1 - \psi_B^H) - 5S_{\text{HOB}}] \quad (2.31)$$

$$X_2 = k_{\text{HOi}\Gamma} 16S_{\text{ж}}^2 [S_{\text{ж}} - S_{\text{HO}\Gamma}]^3 [1 - \psi_\Gamma^H - S_{\text{HO}\Gamma}] \quad (2.32)$$

$$Z = 2S_{\text{ж}}^2 \left[2(1 - \psi_{\Gamma}^{\text{H}}) - 3S_{\text{НОГ}} \right] + 3S_{\text{ж}} S_{\text{НОГ}} \left[3S_{\text{НОГ}} - 2(1 - \psi_{\Gamma}^{\text{H}}) \right] + S_{\text{НОГ}} (1 - \psi_{\Gamma}^{\text{H}}) \left[4(1 - \psi_{\Gamma}^{\text{H}}) - 5S_{\text{НОГ}} \right] \quad (2.33)$$

В вышеприведенных формулах использованы следующие обозначения:

$\bar{k}_{\text{в}}, \bar{k}_{\Gamma}, \bar{k}_{\text{н}}$ – относительные фазовые проницаемости по воде, газу и нефти;

$S_{\text{н}}, S_{\Gamma}, S_{\text{в}}, S_{\text{ж}}$ – насыщенность пористой среды нефтью, газом, водой и жидкостью;

$S_{\text{го}}, S_{\text{во}}$ – остаточные насыщенности пор газом и водой;

$S_{\text{НОГ}}, S_{\text{НОВ}}$ – остаточная насыщенность нефти и воды в системе “газ–жидкость” и “нефть–вода” соответственно;

$\psi_{\text{в}}^{\text{H}}, \psi_{\text{в}}^{\text{B}}, \psi_{\Gamma}^{\text{H}}, \psi_{\Gamma}^{\text{Г}}$ – условные границы, в пределах которых фазовые проницаемости приняты постоянными.

Решение системы (2.22) при заданных граничных условиях позволяет получить распределение давления в фазах и насыщенности флюидами зоны пористой среды произвольной формы с произвольным размещением вертикальных и горизонтальных скважин в любой точке залежи по толщине и по ее площади. Возможность определения насыщенности по фазам позволяет определить фазовые проницаемости, следовательно, и производительность скважин любой конструкции по фазам.

Для решения системы (2.22) скважина моделируется в виде источника (стока) в каждой фазе и каждому компоненту. Для k -ого компонента производительность источника (стока) будет иметь вид:

$$Q^k = \sum Q_{\alpha}^k \quad (2.34)$$

Достоверность решения системы уравнений (2.22) зависит не только от метода решения, но и от принятых закономерностей изменения параметров, входящих в эту систему, в частности, от плотности, взаиморастворимости и вязкости фаз от давления, фазовых проницаемостей газа, нефти и воды от насыщения пор фазами; величины порога подвижности фаз и капиллярных давлений от насыщения пор фазами и т.д. При решении аналогичных систем уравнений различными авторами используются различные характеры изменения параметров, входящих в эту систему от

давления, температуры, насыщенности и т.д. Так, например, изменение вязкости газа от давления принимается в виде линейной или степенной зависимости снижения коэффициента вязкости в процессе истощения залежи. Так же по-разному принимаются порог подвижности фаз, коэффициент гидравлического сопротивления труб при моделировании и движении поступившего в ствол газа по его длине.

Поэтому имеющиеся к настоящему времени десятки программ численного решения систем подобных (2.22) дают неидентичные результаты. По этой причине разработана тестовая программа на проверку качества различных программ, которые должны проходить сертификат качества. Эти программы часто отличаются:

- по количеству фаз в системе уравнений;
- учетом фазовых переходов в процессе разработки в призабойной зоне и залежи в целом;
- комплексностью, охватывающие пласт – ствол скважины, наземные коммуникации;
- учетом изменения температуры в пласте в процессе фильтрации;
- принятыми характерами изменения входящих в систему уравнений параметров;
- законами фильтрации для различных фаз;
- пригодностью программ по решению прямых и обратных задач скважинами любых типов (вертикальных, наклонных, горизонтальных) и конструкций.

Использованная в данной работе программа учитывает все перечисленные выше особенности современных программ, за исключением необходимости учета влияния работы наземных коммуникаций.

Систему уравнений (2.22) в общем виде обуславливает линейную связь между градиентом давления и скоростью фильтрации для всех фаз. Однако при решении специальных задач, где скорость фильтрации газа в призабойной зоне создает нелинейную связь между градиентом давления и

скоростью фильтрации, для газовой фазы следует использовать программу, разработанную в работе [9].

Систему уравнений (2.22) удобнее решать путем введения безразмерных параметров, приведенных ниже:

$$P_{\alpha}^* = \frac{P_{\alpha}}{P_0}; \quad [k']^* = \frac{k'}{k_0}; \quad \rho_{\alpha}^* = \frac{\rho_{\alpha}}{\rho_0}; \quad \mu_{\alpha}^* = \frac{\mu_{\alpha}}{\mu_0}; \quad \bar{Z}^* = \frac{\bar{Z}}{Z_0}; \quad \bar{\beta}_c = \frac{\beta_c P_0}{m_0};$$

$$\tau = \frac{k_0 P_0 t}{m_0 \mu_0 R_0^2} \quad \text{и} \quad Q^* = \frac{\mu_0 Q_k}{k_0 R_0 P_0 \rho_0} \quad (2.35)$$

где P_0 , k_0 , ρ_0 , μ_0 , R_0 , Z_0 – характерные значения давления, проницаемости, плотности, вязкости, линейного размера, глубины залегания пласта. Для трехфазной и трехкомпонентной смеси, если для удобства в дальнейшем опускать индекс (*), то система уравнений (2.35) будет иметь вид:

$$\operatorname{div} [k' (A_{k1} \operatorname{grad} P_1 + A_{k2} \operatorname{grad} P_2 + A_{k3} \operatorname{grad} P_3)] = m' \left[\beta_{k1} \frac{\partial P_1}{\partial \tau} + \beta_{k2} \frac{\partial P_2}{\partial \tau} + \beta_{k3} \frac{\partial P_3}{\partial \tau} \right] + \sum Q_{\alpha}^k + G \cdot \operatorname{div} [k' (A_{k1} \rho_1 + A_{k2} \rho_2 + A_{k3} \rho_3) \operatorname{grad} \bar{Z}], \quad (2.36)$$

где $k=1, 2, 3$.

Параметры A_{k1} , A_{k2} , A_{k3} определяются по формулам:

$$A_{k1} = \frac{k_1 \rho_1 \ell^i}{\mu_1}; \quad A_{k2} = \frac{k_2 \rho_2 \ell^i}{\mu_2}; \quad A_{k3} = \frac{k_3 \rho_3 \ell^i}{\mu_3}, \quad (2.37)$$

а параметры β_{k1} , β_{k2} , β_{k3} по формулам:

$$\beta_{k1} = \bar{\beta}_c \rho_1 \ell^i \left[\left(\frac{\partial \rho}{\partial P_1} \quad \frac{\partial \rho^i}{\partial P_1} \right) \quad \frac{\partial \rho}{\partial (P_1 - P_2)} \right] - \frac{\ell^i \partial \rho}{\partial (P_1 - P_2)}$$

$$\beta_{k2} = \bar{\beta}_c \rho_2 \ell^i \left[\left(\frac{\partial \rho}{\partial P_2} \quad \frac{\partial \rho^i}{\partial P_2} \right) \quad \frac{\partial \rho}{\partial (P_1 - P_2)} \quad \frac{\partial \rho}{\partial (P_2 - P_3)} \right] -$$

$$- m_1 \rho_1 \ell^i \frac{\partial \rho}{\partial (P_1 - P_2)} - \ell^i \frac{\partial \rho}{\partial (P_2 - P_3)}$$

$$\beta_{k3} = \bar{\beta}_c \rho_3 \ell^i \left[\left(\frac{\partial \rho}{\partial P_3} \quad \frac{\partial \rho^i}{\partial P_3} \right) \quad \frac{\partial \rho}{\partial (P_2 - P_3)} \right] - \frac{\ell^i \partial \rho}{\partial (P_2 - P_3)}. \quad (2.38)$$

Индексы 1, 2, 3 – относятся, соответственно, к газовой, конденсатной (нефтяной) и водяной фазам.

Решение системы (2.36) при соответствующих граничных условиях позволяет получить распределение давления по фазам и величины насыщенности пористой среды произвольной формы с произвольным размещением любых типов скважин.

Система (2.36) нелинейная и получение ее решения возможно только численным методом. Существуют различные методы численного решения. Нами был использован метод неполной разностной факторизации. В матричном виде, согласно [43], разностное уравнение, аппроксимирующее систему (2.36) можно представить в виде:

$$\underline{\underline{M}} \cdot \hat{P} = \hat{q} \quad (2.39)$$

Допустим, что:

$$(\underline{\underline{M}} + \underline{\underline{N}}) \cdot \hat{P} = \hat{q} + \underline{\underline{N}}\hat{P} + \underline{\underline{M}}\hat{P} - \underline{\underline{M}}\hat{P} \quad (2.40)$$

Представим

$$d\hat{P}^{m+1} = \hat{P}^{m+1} - \hat{P}^m \quad (2.41)$$

где m – номер итерации. Тогда вместо (3.19) с учетом (3.21) получим:

$$(\underline{\underline{M}} + \underline{\underline{N}}) \cdot d\hat{P}^{m+1} = \hat{R}^{m+1} \quad (2.42)$$

$$\text{где } \hat{R}^m = \hat{q} - \underline{\underline{M}}\hat{P}^m \quad (2.43)$$

$\underline{\underline{M}}$ – матрица коэффициентов разностных уравнений; $\underline{\underline{N}}$ – вспомогательная матрица, позволяющая факторизировать систему (2.42). \hat{P} – искомая функция – вектор; \hat{q} – правая часть разностных уравнений – вектор, подобный вектору \hat{P} .

Значения векторов \hat{P} и \hat{q} находят из определений:

$$\hat{P} = \begin{bmatrix} P_{i,j,k} \\ P_{i,j,k} \\ P_{M,N,K,Z} \end{bmatrix}; P_{i,j,k} = \begin{bmatrix} P^1 \\ P^2 \\ P^3 \end{bmatrix}_{i,j,k}; \hat{q} = \begin{bmatrix} q_{i,j,k} \\ q_{i,j,k} \\ q_{M,N,K,Z} \end{bmatrix}; q_{i,j,k} = \begin{bmatrix} q^1 \\ q^2 \\ q^3 \end{bmatrix}_{i,j,k} \quad (2.44)$$

где $P_{i,j,k}$ и $q_{i,j,k}$ – фазовое давление и правая часть уравнения (2.39), соответствующая определенному компоненту смеси.

Сущность используемой методики неполной разностной факторизации заключается в следующем: семидиагональная матрица системы разностных уравнений, к которым сводится дифференциальная система уравнений (2.36) при соответствующих граничных и начальных условиях представляется в виде производной двух верхних и нижних треугольных матриц. Обычное разложение – факторизация матрицы $\underline{\underline{M}}$ на верхнюю $\underline{\underline{U}}$ и нижнюю $\underline{\underline{L}}$ треугольные матрицы приводит к появлению ненулевых членов между диагоналями как нижней, так и верхней матрицы. При значительном числе узлов разности сетки решение такой факторизованной, т.е. разложенной на множители системы требует большой памяти для хранения членов матриц и значительных затрат машинного времени на решение. Поэтому матрицу $\underline{\underline{M}}$ можно модифицировать добавлением некоторой вспомогательной матрицы $\underline{\underline{N}}$ таким образом, чтобы нулевые члены сохранялись только на главных диагоналях матрицы. При этом модифицированная матрица $(\underline{\underline{M}} + \underline{\underline{N}})$ легко разлагается на произведение матриц $\underline{\underline{L}} \cdot \underline{\underline{U}}$.

Новая матрица должна удовлетворить следующему соотношению:

$$\underline{\underline{M}} + \underline{\underline{N}} = \underline{\underline{L}} \cdot \underline{\underline{U}}, \quad (2.45)$$

где $\underline{\underline{L}}$ и $\underline{\underline{U}}$ – нижняя и верхняя треугольные матрицы.

Из равенства (2.42) и (2.45) следует, что:

$$(\underline{\underline{M}} + \underline{\underline{N}}) \cdot \partial^{\wedge_{m+1}} P = \underline{\underline{L}} \cdot \underline{\underline{U}} \cdot \partial^{\wedge_{m+1}} P = R^{\wedge_m} \quad (2.46)$$

Обозначим:

$$\underline{\underline{V}} = \underline{\underline{U}} \cdot \partial^{\wedge_{m+1}} P \quad (2.47)$$

Тогда из (2.46) получим:

$$\underline{\underline{L}} = \underline{\underline{V}} = R^{\wedge_m} \quad (2.48)$$

Тогда решение уравнения (2.47) может быть получено следующим образом:

$$\hat{V} = \hat{L} \cdot \hat{R} \text{ и } \hat{\partial} \hat{P} = \hat{U} \cdot \hat{V} \quad (2.49)$$

При решении уравнения граничные условия задаются в виде производительности источника (стока), приходящейся на один узел разностной сетки. Если не все границы пласта непроницаемы, то можно задавать переток флюида через внешнюю границу пласта при помощи источников, расположенных в граничных узлах пластов. Приведенные выше теоретические основы фильтрации многомерной многофазной смеси в неоднородных средах, вскрываемых скважинами различных конструкций, в совокупности движения этой смеси по вертикальному и горизонтальному стволам при освоении месторождения горизонтальными скважинами, были заложены в основу определения продолжительности процесса стабилизации входа конденсата при газоконденсатных исследованиях скважин и изменения их дебита, с учетом выделения, накопления и частичного выноса из призабойной зоны выпавшего конденсата.

2.4 Создание геолого-математической модели газоконденсатного месторождения для изучения влияния выделяющегося в призабойной зоне конденсата на его стабильный выход и производительность вертикальной и горизонтальной скважин

При выборе фрагмента газоконденсатного месторождения для изучения влияния, выделившегося в призабойной зоне конденсата, на достоверность определения содержания конденсата в пластовом газе и на производительность скважины необходимо учесть:

1. Возможность влияния достоверности содержания конденсата в газе, его потерь и выхода на производительность снижения пластового давления в течение процесса выделения накопления и частичного выноса из призабойной зоны;

2. Процесс стабилизации забойного давления и дебита после пуска скважины, который зависит в основном от проницаемости пласта и радиуса зоны дренируемой скважиной в меньшей степени на продолжительность процесса стабилизации влияют коэффициенты пористости пласта, вязкости газа и пластовое давление;

3. Процесс очищения призабойной зоны от загрязнения, вызванного буровым раствором при вскрытии пласта при освоении и эксплуатации скважины.

Перечисленные выше факторы частично могут быть в пределах возможного исключены путем снижения отбора газа из фрагмента. Уменьшение отбора газа из фрагмента можно достичь путем снижения дебита скважины за время, в течение которого происходит выделение, накопление и частичный вынос конденсата из призабойной зоны или путем увеличения размеров фрагмента, что приводит к росту запасов газа в фрагменте и поэтому отбор газа из фрагмента при реальных дебитах скважины составит небольшую величину, что приведет к незначительному снижению пластового давления.

Однако увеличения запасов газа в фрагменте, путем увеличения его размеров, приводит к увеличению продолжительности процесса стабилизации забойного давления и дебита. При этом трудно установить истинную причину снижения дебита скважины, связанного с одновременным выпадением, накоплением и частичным выносом конденсата из призабойной зоны и стабилизацией режима работы скважины. Для вертикальных газовых скважин продолжительность процесса стабилизации оценивается по формуле (2.1).

Из формулы (2.1) следует, что при известных параметрах залежи m , $R_{пл}$ и вязкости газа – μ продолжительность процесса стабилизация забойного давления и дебита зависит в основном от радиуса зоны дренирования R_k и проницаемости пласта k . Радиус зоны дренируемой скважиной связан наличием эксплуатируемых соседних скважин и создаваемых депрессий на пласт в скважинах. Естественно, что чем меньше проницаемость пласта, тем

больше время, необходимое, для стабилизации забойного давления и дебита. В работах [49] и [8] показано, что теоретически полная стабилизация забойного давления и дебита после пуска скважину в работу на определенном режиме наступает после окончания первой фазы, т.е. после достижения процесса распределения давления границы зоны дренирования. Однако интенсивное изменение давления, как отмечено в работе [8] происходит в зоне с условным радиусом до $R_{усл}=0,577 \cdot R_k$. За пределами этой зоны изменение давления весьма незначительно, и поэтому для практических расчетов значение $R_{усл}$ не приводит к изменению дебита скважины, и процесс становится квазистационарным. Использованный в данной работе метод изучения влияния выделения в призабойной зоне пласта конденсата на качество определения его содержания в газе и на производительность газоконденсатных скважин, путем создания геолого-математической модели фрагмента позволяет с высокой точностью установить продолжительность процесса стабилизации забойного давления и дебита и учесть влияния этого процесса на характер стабилизации выхода конденсата и на изменения дебита скважины. Продолжительность процесса изменения дебита газоконденсатной скважины связанное с выделением, накоплением и частичном выносом конденсата из призабойной зоны зависит от:

1. Принятой величины порога подвижности выпавшего конденсата в призабойной зоне.
2. Создаваемой депрессией на пласт, увеличение которой приводит к более интенсивному выделению конденсата вблизи ствола скважины.
3. Содержание конденсата в пластовом газе и его потерями в пласте в процессе снижения пластового давления и пуске скважину в работу для газоконденсатных исследований.
4. Радиусом зоны, в пределах которой происходит выделение накопления и частичный вынос конденсата из этой зоны.
5. Фильтрационных свойств газоконденсатной залежи.

Совокупность этих факторов и время необходимое для стабилизации забойного давления и дебита позволяет с приемлемой для практики

точностью установить причины стабилизации выхода конденсата и снижения дебита газоконденсатной скважины выделением конденсата в призабойной зоне пласта. Существуют варианты, при которых влияние процесса стабилизации дебита несравнимо с влиянием выделения конденсата в пласте. Как правило, процесс стабилизации забойного давления и дебита и его влияние на выход конденсата и на изменение дебита происходит за кратно меньше времени, чем изменение, связанное выпадением конденсата. В особенности такая закономерность имеет место, если:

- проницаемость пласта высокая;
- содержание конденсата в газе небольшое;
- порог подвижности выделившегося в призабойной зоне пласта большой, например, при пороге подвижности $S_k \geq 0,3$ единицы;
- депрессия, созданная на пласт небольшая. Согласно нормативным документам при газоконденсатных исследованиях скважин, величина депрессии на пласт ограничивается в диапазоне $\Delta P \leq 0,1 \cdot P_{пл.}$

С учетом перечисленных факторов, предопределяющих возможность изучения влияния выделение, накопление и частичный вынос конденсата из призабойной зоны на производительность газоконденсатных скважин в рассматриваемой работе были выполнены следующие математические эксперименты.

2.4.1 Изучение влияния выделившегося конденсата в призабойной зоне пласта, вскрытого вертикальной скважиной на результаты газоконденсатных исследований и на ее производительность

Эксперименты выполнены при следующих исходных данных:

- содержание конденсата в пластовом газе $Q_k = 0; 180$ и 318 г/м³;
- толщина пласта $h = 28; 56$ м;
- проницаемость пласта $k = 10; 50$ и 250 мД;
- порог подвижности выпавшего в пласте конденсата $S_k = 0,2; 0,3$ и $0,4$;
- начальное пластовое давление $P_{пл.нач} = 250$ атм.;

- Параметр анизотропии $\alpha=1$ и $0,3162$, т.е. $k_{\text{вер}} \times 10 = k_{\text{гор}}$;
- скин-эффект $S_R=0$ и $S_R=5$ единиц при $k=50$ мД и $k=10$ мД, а при $k=250$ мД $S_R=50$ единиц;
- пористость пласта $m=0,18$ при всех вариантах;
- остаточная водонасыщенность $S_{\text{ост.в}}=0,25$;
- размеры выбранного фрагмента по координатам X, Y и Z были приняты $700 \times 700 \times 56$ м, в котором при принятых величинах пористости, толщины пласта, газонасыщенности, пластового давления и температура запаса газа и конденсата оказались: $Q_{\text{зап.г}} = 927 \cdot 10^6 \text{ м}^3$ и $Q_{\text{зап.к}} = 166860$ тонн, а при $Q_k = 318 \text{ г/м}^3$ $Q_{\text{зап.к2}} = 1294786$ тонн;
- выбранный фрагмент при моделировании представлен четкой с размерами ячеек по координатам:

$$\Delta X = 2; 5; 10; 100; 223; 300 \text{ и } 10 \text{ м} \quad \sum_1^7 \Delta X = 700 \text{ м,}$$

$$\Delta Y = 2; 5; 10; 100; 223; 300 \text{ и } 10 \text{ м} \quad \sum_1^7 \Delta Y = 700 \text{ м,}$$

$$\Delta Z = 8; 8; 8; 8; 8; 8 \text{ и } 8 \text{ м} \quad \sum_1^7 \Delta Z = 56 \text{ м,}$$

при которых число ячеек в рассматриваемом фрагменте составило $n=7 \times 7 \times 7=343$.

Схема фрагмента выбранного для изучения влияния выделения, накопления и частичного выноса из призабойной зоны конденсата при вскрытии пласта вертикальной скважиной показана на рисунке 2.9.

Понятие “частичного” выноса выпавшего в призабойной зоне конденсата в данном случае использовано потому, что после пуска газоконденсатной скважины в эксплуатации на начальном этапе происходит накопление конденсата до величины порога его поверхности. Величина порога подвижности выпавшего конденсата зависит от емкостных и фильтрационных свойств пористой среды, свойств конденсата: взаимодействия пористой среды с конденсатом.

Для выявления влияния различных геолого-технологических факторов на процесс накопления и частичного выноса из призабойной зоны пласта, вскрытого вертикальной скважиной, конденсата, в результате которого искажается определяемое содержание C_{5+B} в газе и происходит снижение производительности газоконденсатных скважин выполнены следующие варианты, приведенные в таблице 2.6.

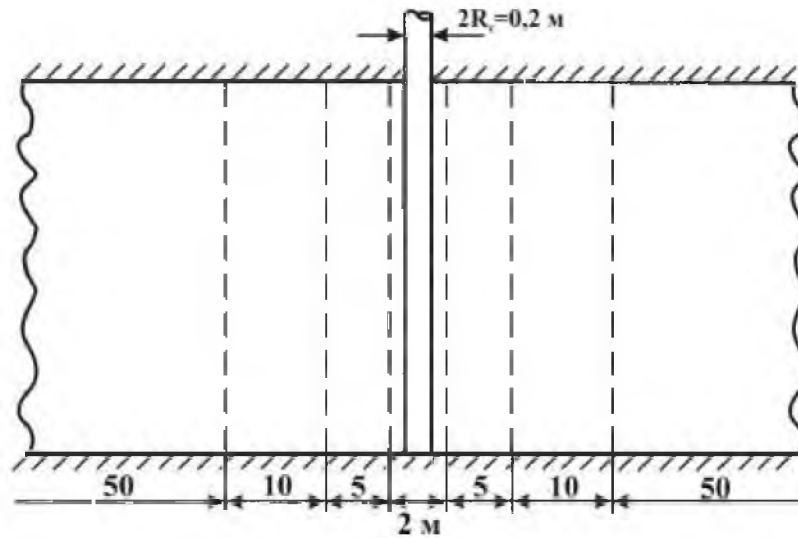


Рисунок 2.9 – Размеры ячеек сетки, принятые при моделировании фрагмента газоконденсатной залежи, вскрытой вертикальной скважиной.

– $V B h_1 k_1 \alpha_1 S_{R1} Q_{к1} S_{кп2}$ – вариант с использованием вертикальной скважины при толщине пласта $h_1=56$ м, проницаемостью $k_1=10$ мД, параметра анизотропии $\alpha_1=0,3162$; скин-эффекта $S_{R1}=0$, содержание конденсата $Q_{к1}=180$ г/м³; вскрытии пласта $h_{вс}=h_1=56$ м и пороге подвижности выпавшего в призабойной зоне конденсата $S_{кп}=0,2; 0,3; 0,4$ и потерях конденсата в пласте $Q_{к\text{ потери}}=54$ г/м³. Результаты этого эксперимента приведены как при $S_{кп}=0,2; 0,3$ и $0,4$ единицы в таблице 2.7.

– $V B h_1 k_1 \alpha_1 S_{R1} Q_{к1} S_{кп3}$ – этот вариант отличается от предыдущего только величиной порога подвижности выпавшего конденсата, который в данном случае принят равным $S_{кп3}=0,3$ единицы.

– $V B h_1 k_1 \alpha_1 S_{R1} Q_{к1} S_{кп4}$ – является по исходным данным аналогом предыдущих вариантов и отличается от них только величиной порога подвижности принятого $S_{кп4}=0,4$ единицы.

Перечисленные выше три варианта выполненных при одинаковых емкостных и фильтрационных свойствах пористой среды, содержаниях и потерях конденсата позволяют установить влияния величины порога подвижности на характер и интенсивность снижения производительности вертикальных газоконденсатных скважин и на процесс стабилизации выхода конденсата при газоконденсатных исследованиях.

– $V B h_1 k_2 \alpha_1 S_{R1} Q_{к1} S_{кп1}$ – этот вариант отличается от перечисленных выше вариантов по двум параметрам, в частности: величиной проницаемости пласта k_2 , которая принята равной $k_2=50$ мД вместо принятой ранее $k_1=10$ мД, что означает увеличение проницаемости в 5 раз. Кроме того, серия подвариантов выполненных при проницаемости пласта $k_2=50$ мД дополнен величиной порога подвижности равной $S_{кп1}=0,1$ единицы. При этом предполагалось, что увеличение проницаемости должно привести к более раннему по насыщенности выпавшим конденсатом подвижности. Результаты математических экспериментов, выполненных при проницаемости $k_2=50$ мД и порогах подвижности $S_{кп.1}=0,1; 0,2; 0,3$ и $0,4$ приведены в таблице 2.8.

– $V B h_1 k_2 \alpha_1 S_{R1} Q_{к1} S_{кп2}$ – отличается от предыдущего варианта только величиной порога подвижности принятого в данном случае равным $S_{кп}=0,2$ единицы. Результаты эксперимента по этому варианту приведены также в таблице 2.8.

– $V B h_1 k_2 \alpha_1 S_{R1} Q_{к1} S_{кп3}$ – отличается от вариантов с проницаемостью $k_2=50$ мД только величиной порога подвижности. По данному варианту величина порога подвижности принятая равной $S_{кп3}=0,3$ единицы и данные, полученные при $S_{кп3}$, приведены в таблице 2.8.

– $V B h_1 k_2 \alpha_1 S_{R1} Q_{к1} S_{кп4}$ – этот вариант также является аналогом вариантов с проницаемостью $k_2=50$ мД и отличаются от остальных также только величиной порога подвижности равной в данном случае $S_{кп4}=0,4$ единицы. Результаты этого эксперимента приведены в таблице 2.8.

Таблица 2.6 – Исходные данные, принятые при изучении влияния выпавшего в призабойной зоне конденсата на выход его стабилизированного количества и на производительность вертикальных газоконденсатных скважин.

| Шифр вариантов | Толщина пласта h , м | Проницаемость пласта, k , мД | Параметр анизотропии, α | Скин-эффект, S_R , доли ед | Вскрытие пласта $h_{вс}$, м | Содержание конденсата в пласте, $Q_{к2}$, г/м ³ | Потери конденсата в пласте, $Q_{к}$ потерь, г/м ³ | Порог подвижности выпавшего конденсата, $S_{кп}$, доли ед |
|---------------------------------------|------------------------|--------------------------------|--------------------------------|------------------------------|------------------------------|---|--|--|
| $VBh_1k_1\alpha_1S_{R1}Q_{к1}S_{кп2}$ | 56 | 10 | 0,3162 | 0 | 56 | 180 | 54 | 0,2 |
| $---S_{кп3}$ | | | | | | | | 0,3 |
| $---S_{кп4}$ | | | | | | | | 0,4 |
| $VBh_1k_2\alpha_1S_{R1}Q_{к1}S_{кп1}$ | 56 | 50 | 0,3162 | 0 | 56 | 180 | 54 | 0,1 |
| $---S_{кп2}$ | | | | | | | | 0,2 |
| $---S_{кп3}$ | | | | | | | | 0,3 |
| $---S_{кп4}$ | | | | | | | | 0,4 |
| $VBh_1k_3\alpha_1S_{R1}Q_{к1}S_{кп2}$ | 56 | 50 | 0,3162 | 5 | 56 | 180 | 54 | 0,2 |
| $---S_{кп3}$ | | | | | | | | 0,3 |
| $---S_{кп4}$ | | | | | | | | 0,4 |
| $VBh_2k_2\alpha_1S_{R1}Q_{к1}S_{кп2}$ | 28 | 50 | 0,3162 | 0 | 28 | 180 | 54 | 0,2 |
| $---S_{кп3}$ | | | | | | | | 0,3 |
| $---S_{кп4}$ | | | | | | | | 0,4 |
| $VBh_1k_2\alpha_1S_{R1}Q_{к2}S_{кп2}$ | 56 | 50 | 0,3162 | 0 | 56 | 318 | 95,4 | 0,2 |
| $---S_{кп3}$ | | | | | | | | 0,3 |
| $---S_{кп4}$ | | | | | | | | 0,4 |
| $VBh_1k_3\alpha_1S_{R3}Q_{к1}S_{кп2}$ | 56 | 250 | 0,3162 | 50 | 56 | 180 | 54 | 0,2 |
| $---S_{кп3}$ | | | | | | | | 0,3 |
| $---S_{кп4}$ | | | | | | | | 0,4 |
| $VBh_1k_1\alpha_1S_{R1}Q_{к2}S_{кп2}$ | 56 | 10 | 0,3162 | 0 | 56 | 318 | 95,4 | 0,2 |
| $---T_1S_{кп3}$ | | | | | | | | 0,3 |
| $---S_{кп4}$ | | | | | | | | 0,4 |
| $VBh_1k_3\alpha_1S_{R3}Q_{к2}S_{кп2}$ | 56 | 50 | 0,3162 | 0 | 56 | 318 | 95,4 | 0,2 |
| $---T_2S_{кп3}$ | | | | | | | | 0,3 |
| $---S_{кп4}$ | | | | | | | | 0,4 |
| $VBh_1k_3\alpha_1S_{R3}Q_{к2}S_{кп2}$ | 56 | 250 | 0,3162 | 50 | 56 | 318 | 95,4 | 0,2 |
| $---T_3S_{кп3}$ | | | | | | | | 0,3 |
| $---S_{кп4}$ | | | | | | | | 0,4 |

– $VBh_2k_2\alpha_1S_{R1}Q_{к1}S_{кп1}$ – вариант, выполненный для установления величины толщины пласта на стабилизацию выхода конденсата и на характер снижения производительности газоконденсатной скважины в результате выпадения конденсата в призабойной зоне. С этой целью принята ранее по

основным вариантам толщина равная $h_1=56$ м была уменьшена в два раза, т.е. принята равной $h_2=28$ м. Предполагалась возможность уменьшения влияния выпадения конденсата в призабойной зоне на производительность газоконденсатной скважины. При снижении толщины пласта с толщиной $h_2=28$ м математические эксперименты проводились для трех значений порога подвижности $S_{кп1}=0,2; 0,3$ и $0,4$. В рассматриваемом варианте величина $S_{кп2}=0,1$ единицы. Результаты с принятыми значениями $S_{кп1}$ приведены в таблице 2.10.

– $VBh_2k_2\alpha_1S_{R1}Q_{к1}S_{кп3}$ – аналог варианта $VBh_2k_2\alpha_1S_{R1}Q_{к1}S_{кп2}$, но отличается от него только величиной порога подвижности выпавшего конденсата, которая в рассматриваемом случае принята равной $S_{кп3}=0,3$ единицы.

– $VBh_2k_2\alpha_1S_{R1}Q_{к1}S_{кп4}$ – аналог предыдущих двух вариантов и отличается от них только величиной порога подвижности, которая в данном случае принята $S_{кп4}=0,4$ единиц. Полная информация о вариантах $VBh_2k_2\alpha_1S_{R1}Q_{к1}S_{кп.i}$, где $S_{кп.i}$ задана в размере $S_{кп.i}=0,2; 0,3$ и $0,4$ единицы приведена в таблице 2.10.

– $VBh_1k_2\alpha_1S_{R1}Q_{к2}S_{кп.i}$ – эта серия вариантов с порогами подвижности $S_{кп2}=0,2; S_{кп3}=0,3$ и $S_{кп4}=0,4$ единиц выполнена для изучения интенсивности насыщения призабойной зоны выделяющимся конденсатом при повышенном его содержании в пластовом газе $Q_{к2}=318$ г/м³ и его потерях в пласте $Q_{к.потерь}=95,4$ г/м³ (таблицу 2.11).

Исходные данные, принятые при серии с повышенным содержанием конденсата в пластовом газе, приведены в таблице 2.6. Следует подчеркнуть, что при выполнении вариантов с проницаемостью $k_3=250$ мД для получения приемлемых величин депрессии на пласт, при которых происходит выделение конденсата в призабойной зоне, величина скин-эффекта была увеличена до $S_{R3}=50$ единиц. По рассматриваемому варианту величина порога подвижности была принята $S_{кп2}\approx 0,2$ единицы. Результаты математических экспериментов при $Q_{к2}$ и $S_{кп}=0,2$ приведены в таблице 2.11.

Таблица 2.7 – Исходные данные и результаты математических экспериментов на фрагменте залежи, вскрытой вертикальной скважиной.

| Толщина пласта h , м | Проницаемость пласта k , мД | Содержание конденсата в газе Q_k , г/м ³ | Потери конденсата в пласте $Q_{к.потерь}$, | Параметр анизотропии | Скин-эффект S_R , дол.ед. | Число дней работы скважины | Порог подвижности конденсата, выпавшего в призабойной зоне, $S_{кпл}=0,2$ | | | | Порог подвижности конденсата, выпавшего в призабойной зоне, $S_{кпл}=0,3$ | | | | Порог подвижности конденсата, выпавшего в призабойной зоне, $S_{кпл}=0,4$ | | | |
|---------------------------|----------------------------------|---|---|-------------------------|--------------------------------|-------------------------------|---|--|----------------------|---|---|--|----------------------|---|---|--|----------------------|---|
| | | | | | | | ΔP_1 , атм. | Q_r , тыс.м ³ /с ут | $S_{к}$, дол.ед. | $\bar{Q} = \frac{Q_{г.тек}}{Q_{г.нач}}$ | ΔP_1 , атм. | Q_r , тыс.м ³ /су т | $S_{к}$, дол.ед. | $\bar{Q} = \frac{Q_{г.тек}}{Q_{г.нач}}$ | ΔP_1 , атм. | Q_r , тыс.м ³ /с ут | $S_{к}$, дол.ед. | $\bar{Q} = \frac{Q_{г.тек}}{Q_{г.нач}}$ |
| 56 | 10 | 180 | 54 | 0,3162 | 0 | 1 | 24,89 | 814,8 | 0,014 | 1,000 | 24,89 | 814,8 | 0,014 | 1,000 | 24,89 | 814,8 | 0,014 | 1,000 |
| | | | | | | 3 | 26,09 | 772,4 | 0,036 | 0,948 | 26,09 | 772,4 | 0,036 | 0,948 | 26,09 | 772,4 | 0,036 | 0,948 |
| | | | | | | 7 | 26,09 | 696,4 | 0,072 | 0,855 | 26,09 | 696,4 | 0,072 | 0,855 | 26,09 | 696,4 | 0,072 | 0,855 |
| | | | | | | 8 | 25,69 | 669,2 | 0,081 | 0,821 | 25,69 | 669,2 | 0,081 | 0,821 | 25,69 | 669,2 | 0,081 | 0,821 |
| | | | | | | 11 | 25,39 | 642,4 | 0,104 | 0,788 | 25,39 | 642,4 | 0,104 | 0,788 | 25,39 | 642,4 | 0,104 | 0,788 |
| | | | | | | 16 | 24,49 | 578,4 | 0,138 | 0,710 | 24,49 | 578,4 | 0,138 | 0,710 | 24,49 | 578,4 | 0,138 | 0,710 |
| | | | | | | 21 | 24,70 | 552,0 | 0,169 | 0,677 | 24,70 | 552,0 | 0,169 | 0,677 | 24,70 | 552,0 | 0,169 | 0,677 |
| | | | | | | 27 | 24,60 | 518,0 | 0,203 | 0,636 | 24,60 | 518,0 | 0,203 | 0,636 | 24,60 | 518,0 | 0,203 | 0,636 |
| | | | | | | 30 | 25,10 | 514,8 | 0,218 | 0,632 | 25,10 | 514,8 | 0,218 | 0,632 | 25,10 | 514,8 | 0,218 | 0,632 |
| | | | | | | 40 | 24,70 | 450,0 | 0,269 | 0,552 | 26,00 | 452,8 | 0,277 | 0,556 | 26,00 | 452,8 | 0,277 | 0,556 |
| | | | | | | 50 | 24,80 | 414,0 | 0,300 | 0,508 | 24,70 | 390,2 | 0,318 | 0,479 | 24,70 | 390,2 | 0,318 | 0,479 |
| | | | | | | 60 | 24,80 | 397,6 | 0,314 | 0,488 | 24,60 | 317,1 | 0,367 | 0,389 | 24,40 | 307,6 | 0,370 | 0,377 |
| | | | | | | 90 | 24,50 | 388,7 | 0,317 | 0,477 | 24,90 | 295,6 | 0,386 | 0,363 | 24,90 | 212,0 | 0,431 | 0,260 |
| | | | | | | 120 | 24,60 | 385,0 | 0,318 | 0,472 | 24,70 | 292,6 | 0,387 | 0,359 | 25,00 | 182,0 | 0,448 | 0,223 |
| | | | | | | 150 | 25,00 | 380,2 | 0,320 | 0,467 | 24,80 | 290,9 | 0,387 | 0,357 | 24,60 | 175,8 | 0,450 | 0,216 |
| | | | | | | 210 | 24,70 | 352,4 | 0,325 | 0,432 | 25,00 | 286,5 | 0,389 | 0,352 | 24,50 | 174,3 | 0,451 | 0,214 |
| | | | | | | 300 | 24,80 | 310,5 | 0,346 | 0,381 | 24,70 | 269,4 | 0,391 | 0,331 | 24,60 | 173,3 | 0,451 | 0,213 |
| | | | | | | 360 | 24,80 | 291,3 | 0,350 | 0,357 | 24,60 | 253,5 | 0,394 | 0,311 | 24,70 | 172,5 | 0,451 | 0,212 |

Таблица 2.8 – Исходные данные и результаты математических экспериментов по изучению влияния выделения, накопления и частичного выноса из призабойной зоны на стабильный выход конденсата при газоконденсатных исследованиях и на производительность вертикальной газоконденсатной скважины при $\alpha=0,3162$ и $S_{R1}=0$.

| Толщина пласта h, м | Проницаемость пласта k, мД | Содержание конденсата в газе Qк, г/м ³ | Потери конденсата в пласте Qк.потерь, г/м ³ | Число дней работы скважины t, сут | Порог подвижности конденсата, выпавшего в призабойной зоне, S _{кп} =0,1 | | | | Порог подвижности конденсата, выпавшего в призабойной зоне, S _{кп} =0,2 | | | | Порог подвижности конденсата, выпавшего в призабойной зоне, S _{кп} =0,3 | | | | Порог подвижности конденсата, выпавшего в призабойной зоне, S _{кп} =0,4 | | | |
|---------------------|----------------------------|---|--|-----------------------------------|--|--|-------------------------|---|--|--|-------------------------|---|--|--|-------------------------|---|--|--|-------------------------|---|
| | | | | | ΔP_1 , атм. | Q _г , тыс.м ³ /сут | S _к , дол.ед | $\bar{Q} = \frac{Q_{г.тек}}{Q_{г.нач}}$ | ΔP_1 , атм. | Q _г , тыс.м ³ /сут | S _к , дол.ед | $\bar{Q} = \frac{Q_{г.тек}}{Q_{г.нач}}$ | ΔP_1 , атм. | Q _г , тыс.м ³ /сут | S _к , дол.ед | $\bar{Q} = \frac{Q_{г.тек}}{Q_{г.нач}}$ | ΔP_1 , атм. | Q _г , тыс.м ³ /сут | S _к , дол.ед | $\bar{Q} = \frac{Q_{г.тек}}{Q_{г.нач}}$ |
| 56 | 50 | 180 | 54 | 1 | 12,72 | 1496,4 | 0,009 | 0,991 | 12,72 | 1496,4 | 0,009 | 0,991 | 12,72 | 1496,4 | 0,009 | 1,000 | 12,72 | 1496,4 | 0,009 | 1,000 |
| | | 180 | 54 | 3 | 13,12 | 1431,6 | 0,025 | 0,957 | 13,12 | 1431,6 | 0,025 | 0,957 | 13,12 | 1431,6 | 0,025 | 0,957 | 13,12 | 1431,6 | 0,025 | 0,957 |
| | | 180 | 54 | 7 | 13,32 | 1329,2 | 0,054 | 0,888 | 13,32 | 1329,2 | 0,054 | 0,888 | 13,32 | 1329,2 | 0,054 | 0,888 | 13,32 | 1329,2 | 0,054 | 0,888 |
| | | 180 | 54 | 11 | 13,02 | 1247,2 | 0,079 | 0,833 | 13,02 | 1247,2 | 0,079 | 0,833 | 13,02 | 1247,2 | 0,079 | 0,833 | 13,02 | 1247,2 | 0,079 | 0,833 |
| | | 180 | 54 | 16 | 12,62 | 1166,4 | 0,108 | 0,779 | 12,62 | 1166,4 | 0,108 | 0,779 | 12,62 | 1166,4 | 0,108 | 0,779 | 12,62 | 1166,4 | 0,108 | 0,779 |
| | | 180 | 54 | 21 | 12,70 | 1120,8 | 0,133 | 0,749 | 12,70 | 1120,8 | 0,133 | 0,749 | 12,70 | 1120,8 | 0,133 | 0,749 | 12,70 | 1120,8 | 0,133 | 0,749 |
| | | 180 | 54 | 27 | 12,40 | 1061,6 | 0,161 | 0,709 | 12,40 | 1056,8 | 0,162 | 0,706 | 12,40 | 1056,8 | 0,162 | 0,706 | 12,40 | 1056,8 | 0,162 | 0,706 |
| | | 180 | 54 | 30 | 12,55 | 1042,4 | 0,173 | 0,697 | 12,55 | 1039,2 | 0,177 | 0,694 | 12,45 | 1031,2 | 0,176 | 0,689 | 12,45 | 1031,2 | 0,176 | 0,689 |
| | | 180 | 54 | 40 | 12,60 | 1002,0 | 0,199 | 0,670 | 31,00 | 978,0 | 0,224 | 0,653 | 13,00 | 978,0 | 0,224 | 0,653 | 13,00 | 978,0 | 0,224 | 0,653 |
| | | 180 | 54 | 50 | 12,50 | 972,8 | 0,206 | 0,650 | 12,10 | 833,6 | 0,268 | 0,557 | 12,90 | 876,8 | 0,263 | 0,586 | 12,80 | 876,8 | 0,263 | 0,586 |
| | | 180 | 54 | 60 | 12,40 | 964,0 | 0,207 | 0,644 | 13,00 | 810,0 | 0,289 | 0,541 | 12,50 | 734,0 | 0,307 | 0,490 | 12,50 | 734,0 | 0,307 | 0,490 |
| | | 180 | 54 | 90 | 12,50 | 957,2 | 0,209 | 0,640 | 12,70 | 791,6 | 0,297 | 0,529 | 13,00 | 581,2 | 0,350 | 0,388 | 12,30 | 549,6 | 0,381 | 0,369 |
| | | 180 | 54 | 120 | 12,60 | 946,8 | 0,212 | 0,633 | 12,80 | 767,2 | 0,297 | 0,513 | 12,70 | 544,4 | 0,370 | 0,364 | 12,20 | 394,9 | 0,413 | 0,263 |
| | | 180 | 54 | 150 | 12,70 | 918,4 | 0,219 | 0,614 | 12,90 | 762,0 | 0,298 | 0,509 | 12,70 | 541,2 | 0,370 | 0,362 | 12,20 | 320,7 | 0,430 | 0,214 |
| | | 180 | 54 | 210 | 12,60 | 862,8 | 0,233 | 0,576 | 12,20 | 706,8 | 0,299 | 0,472 | 12,70 | 537,6 | 0,371 | 0,359 | 12,50 | 299,5 | 0,438 | 0,200 |
| | | 180 | 54 | 300 | 12,60 | 863,6 | 0,232 | 0,577 | 12,60 | 660,8 | 0,310 | 0,441 | 12,90 | 531,36 | 0,372 | 0,355 | 12,60 | 296,9 | 0,439 | --/-- |
| | | 180 | 54 | 360 | 12,70 | 869,6 | 0,230 | 0,581 | 12,50 | 611,6 | 0,322 | 0,409 | 12,90 | 526,0 | 0,373 | 0,351 | 12,50 | 296,5 | 0,439 | --/-- |

Таблица 2.9 – Исходные данные, принятые при моделировании фрагмента газоконденсатной залежи для изучения влияния скин-эффекта на продолжительность стабилизации выхода конденсата и на производительность вертикальной скважины.

| Число дней работы скважины t, сут | k=50 мД, h=56 м, Q _к =180 г/м ³ , Q _{к.пот} =54 г/м ³ , α=0,3162, S _R =0, S _{кп} =0,3 | | | | k=50 мД, h=56 м, Q _к =180 г/м ³ , Q _{к.пот} =54 г/м ³ , α=0,3162, S _R =5, S _{кп} =0,3 | | | |
|-----------------------------------|---|-------------------------|--|---|---|-------------------------|--|---|
| | ΔP, атм. | S _к , дол.ед | Q _г , тыс.м ³ /сут | $\bar{Q} = \frac{Q_{г.тек}}{Q_{г.нач}}$ | ΔP*, атм. | S _к , дол.ед | Q _г , тыс.м ³ /сут | $\bar{Q} = \frac{Q_{г.тек}}{Q_{г.нач}}$ |
| 1 | 12,72 | 0,009 | 1496,4 | 1,000 | 12,80 | 0,009 | 1173,6 | 1,000 |
| 11 | 13,02 | 0,079 | 1247,2 | 0,833 | —/— | 0,079 | 953,6 | 0,812 |
| 21 | 12,70 | 0,133 | 1120,8 | 0,749 | —/— | 0,135 | 865,9 | 0,738 |
| 30 | 12,45 | 0,170 | 1031,2 | 0,689 | —/— | 0,173 | 798,1 | 0,680 |
| 40 | 13,00 | 0,224 | 978,0 | 0,653 | —/— | 0,219 | 714,1 | 0,608 |
| 50 | 12,90 | 0,263 | 876,8 | 0,586 | —/— | 0,259 | 646,3 | 0,551 |
| 60 | 12,50 | 0,307 | 734,0 | 0,490 | —/— | 0,295 | 546,2 | 0,465 |
| 90 | 13,00 | 0,350 | 581,2 | 0,388 | —/— | 0,345 | 416,7 | 0,355 |
| 120 | 12,70 | 0,370 | 544,4 | 0,364 | —/— | 0,365 | 373,6 | 0,318 |
| 150 | 12,70 | 0,370 | 541,2 | 0,362 | —/— | 0,367 | 365,3 | 0,311 |
| 210 | 12,70 | 0,371 | 537,6 | 0,359 | —/— | 0,368 | 362,8 | 0,309 |
| 300 | 12,90 | 0,372 | 531,6 | 0,355 | —/— | 0,368 | 358,4 | 0,305 |
| 360 | 12,90 | 0,373 | 526,0 | 0,351 | —/— | 0,369 | 356,5 | 0,304 |

* Примечание: Значения величины депрессии на пласт ΔP* при S_R=5 единиц пересчитаны на ΔP_{ср}, полученные при S_R=0 с целью выравнивания депрессии на пласт, от которой зависит количество выделяющегося конденсата в пласте.

– VBh₁k₂α₁S_{R1}Q_{к2}S_{кп3} – этот вариант является аналогом предыдущего варианта по всем параметрам за исключением порога подвижности, который в данном случае принят равным S_{кп3}=0,3 единицы.

– VBh₁k₂α₁S_{R1}Q_{к2}S_{кп4} – является аналогом двух предыдущих вариантов и отличается от них только величиной порога подвижности, которая в данном варианте принята равной S_{кп4}=0,4 единицы.

С аналогичным содержанием конденсата в газе были рассчитаны следующие варианты и при k₁=10 мД и k₃=250 мД:

– VBk₁α₁S_{R1}Q_{к2}S_{кп2} – этот вариант является аналогом варианта VBh₁k₁α₁S_{R1}Q_{к1}S_{кп2} и отличается от него только величиной содержания конденсата в газе Q_к, принятого в данном случае Q_{к2}=318 г/м³ и его потерь в пласте Q_{к.потерь}=95,4 г/м³ (таблица 2.12).

Таблица 2.10 – Исходные данные, принятые для изучения влияния выделяющегося в призабойной зоне конденсата на производительность вертикальной скважины в процессе ее эксплуатации при толщине пласта $h=28$ м и различных порогах подвижности конденсата.

| Толщина пласта h , м | Проницаемость пласта k , мД | Содержание конденсата в газе Q_k , г/м ³ | Потери конденсата в пласте $Q_{к.потерь}$, г/м ³ | Параметр анизотропии α , дол.ед. | Скин-эффект S_k , дол.ед. | Число дней работы скважины t , сут | Порог подвижности конденсата, выпавшего в призабойной зоне, $S_{кп}=0,2$ | | | | Порог подвижности конденсата, выпавшего в призабойной зоне, $S_{кп}=0,3$ | | | | Порог подвижности конденсата, выпавшего в призабойной зоне, $S_{кп}=0,4$ | | | |
|------------------------|-------------------------------|---|--|---|-----------------------------|--------------------------------------|--|------------------------------------|--------------------|--|--|------------------------------------|--------------------|--|--|------------------------------------|--------------------|--|
| | | | | | | | ΔP_1 , атм. | $Q_{г.}$, тыс.м ³ /сут | $S_{к.}$, дол.ед. | $\bar{Q} = \frac{Q_{г.тек}}{Q_{г.нач.}}$ | ΔP_1 , атм. | $Q_{г.}$, тыс.м ³ /сут | $S_{к.}$, дол.ед. | $\bar{Q} = \frac{Q_{г.тек}}{Q_{г.нач.}}$ | ΔP_1 , атм. | $Q_{г.}$, тыс.м ³ /сут | $S_{к.}$, дол.ед. | $\bar{Q} = \frac{Q_{г.тек}}{Q_{г.нач.}}$ |
| 28 | 50 | 180 | 54 | 0,3162 | 0 | 1 | 12,62 | 744,1 | 0,009 | 1,000 | 12,62 | 744,1 | 0,009 | 1,000 | 12,62 | 744,1 | 0,009 | 1,000 |
| | | | | | | 3 | 13,12 | 718,0 | 0,025 | 0,964 | 13,12 | 718,0 | 0,025 | 0,964 | 13,12 | 718,0 | 0,025 | 0,964 |
| | | | | | | 7 | 13,32 | 670,8 | 0,054 | 0,901 | 13,32 | 670,8 | 0,054 | 0,901 | 13,32 | 670,8 | 0,054 | 0,901 |
| | | | | | | 11 | 12,92 | 627,6 | 0,079 | 0,843 | 12,92 | 627,6 | 0,079 | 0,843 | 12,92 | 627,6 | 0,079 | 0,843 |
| | | | | | | 16 | 12,62 | 582,4 | 0,107 | 0,782 | 12,62 | 582,4 | 0,107 | 0,782 | 12,62 | 582,4 | 0,107 | 0,782 |
| | | | | | | 21 | 12,70 | 564,8 | 0,133 | 0,758 | 12,70 | 564,8 | 0,133 | 0,758 | 12,70 | 564,8 | 0,133 | 0,758 |
| | | | | | | 27 | 12,40 | 531,6 | 0,162 | 0,719 | 12,40 | 531,6 | 0,162 | 0,719 | 12,40 | 531,6 | 0,162 | 0,719 |
| | | | | | | 30 | 12,45 | 521,2 | 0,174 | 0,700 | 12,45 | 521,2 | 0,174 | 0,700 | 12,45 | 521,2 | 0,174 | 0,700 |
| | | | | | | 40 | 13,10 | 493,2 | 0,223 | 0,662 | 13,10 | 493,2 | 0,222 | 0,662 | 13,10 | 493,2 | 0,222 | 0,662 |
| | | | | | | 50 | 12,20 | 418,0 | 0,257 | 0,561 | 12,90 | 437,2 | 0,262 | 0,587 | 12,90 | 437,2 | 0,262 | 0,587 |
| | | | | | | 60 | 13,00 | 406,8 | 0,289 | 0,546 | 12,50 | 388,0 | 0,306 | 0,521 | 12,50 | 368,0 | 0,306 | 0,494 |
| | | | | | | 90 | 12,70 | 385,7 | 0,296 | 0,531 | 13,00 | 290,0 | 0,362 | 0,389 | 12,80 | 274,4 | 0,381 | 0,369 |
| | | | | | | 120 | 12,70 | 383,3 | 0,297 | 0,515 | 12,70 | 272,4 | 0,370 | 0,366 | 12,70 | 196,8 | 0,413 | 0,264 |
| | | | | | | 150 | 12,90 | 380,9 | 0,298 | 0,512 | 12,70 | 269,5 | 0,370 | 0,362 | 12,20 | 160,9 | 0,430 | 0,216 |
| | | | | | | 210 | 12,20 | 353,6 | 0,299 | 0,475 | 12,80 | 268,9 | 0,371 | 0,361 | 12,50 | 150,0 | 0,438 | 0,201 |
| | | | | | | 300 | 12,60 | 332,3 | 0,309 | 0,446 | 12,90 | 265,9 | 0,372 | 0,357 | 12,60 | 188,4 | 0,439 | 0,199 |
| | | | | | | 360 | 12,40 | 306,7 | 0,321 | 0,412 | 13,00 | 263,2 | 0,373 | 0,353 | 12,50 | 148,1 | 0,439 | 0,199 |

Таблица 2.11 – Исходные данные, принятые для изучения влияния выделяющегося в призабойной зоне конденсата на производительность вертикальной скважины в процессе ее эксплуатации при толщине пласта $h=56$ м и различных порогах подвижности конденсата.

| Толщина пласта h , м | Проницаемость пласта k , мД | Содержание конденсата в газе Q_k , г/м ³ | Потери конденсата в пласте Q_k .погерь, г/м ³ | Параметр анизотропии α , дол.ед. | Скин-эффект S_k , дол.ед. | Число дней работы скважины t , сут | Порог подвижности конденсата, выпавшего в призабойной зоне, $S_{кп}=0,2$ | | | | Порог подвижности конденсата, выпавшего в призабойной зоне, $S_{кп}=0,3$ | | | | Порог подвижности конденсата, выпавшего в призабойной зоне, $S_{кп}=0,4$ | | | |
|------------------------|-------------------------------|---|--|---|-----------------------------|--------------------------------------|--|---------------------------------|--------------------|--|--|---------------------------------|--------------------|--|--|---------------------------------|--------------------|--|
| | | | | | | | ΔP_1 , атм. | Q_T , тыс.м ³ /сут | $S_{кк}$, дол.ед. | $\bar{Q} = \frac{Q_{г.тек}}{Q_{г.ввч.}}$ | ΔP_1 , атм. | Q_T , тыс.м ³ /сут | $S_{кк}$, дол.ед. | $\bar{Q} = \frac{Q_{г.тек}}{Q_{г.ввч.}}$ | ΔP_1 , атм. | Q_T , тыс.м ³ /сут | $S_{кк}$, дол.ед. | $\bar{Q} = \frac{Q_{г.тек}}{Q_{г.ввч.}}$ |
| 56 | 50 | 318 | 95,4 | 0,3162 | 0 | 1 | 14,94 | 1497,6 | 0,043 | 1,000 | 14,94 | 1497,6 | 0,043 | 1,000 | 14,94 | 1497,6 | 0,043 | 1,000 |
| | | | | | | 2 | 14,44 | 1379,6 | 0,075 | 0,921 | 14,44 | 1379,6 | 0,075 | 0,921 | 14,44 | 1379,6 | 0,075 | 0,921 |
| | | | | | | 5 | 14,10 | 1168,4 | 0,161 | 0,780 | 14,40 | 1168,4 | 0,160 | 0,780 | 14,10 | 1168,4 | 0,160 | 0,780 |
| | | | | | | 7 | 14,00 | 1054,0 | 0,205 | 0,704 | 14,00 | 1054,0 | 0,205 | 0,704 | 14,00 | 1054,0 | 0,205 | 0,704 |
| | | | | | | 11 | 14,25 | 872,8 | 0,274 | 0,583 | 14,05 | 852,8 | 0,280 | 0,569 | 14,05 | 852,8 | 0,280 | 0,569 |
| | | | | | | 15 | 14,20 | 803,2 | 0,289 | 0,536 | 14,11 | 687,6 | 0,330 | 0,459 | 14,11 | 687,6 | 0,330 | 0,459 |
| | | | | | | 20 | 14,20 | 790,8 | 0,291 | 0,528 | 14,55 | 586,4 | 0,360 | 0,391 | 14,25 | 539,2 | 0,372 | 0,360 |
| | | | | | | 30 | 14,40 | 782,0 | 0,293 | 0,522 | 14,80 | 586,0 | 0,366 | 0,391 | 14,00 | 362,4 | 0,417 | 0,242 |
| | | | | | | 40 | 14,15 | 752,4 | 0,295 | 0,502 | 14,80 | 557,2 | 0,367 | 0,372 | 14,50 | 308,3 | 0,434 | 0,206 |
| | | | | | | 50 | 14,35 | 739,6 | 0,298 | 0,494 | 14,80 | 552,8 | 0,368 | 0,369 | 14,50 | 297,4 | 0,437 | 0,198 |
| | | | | | | 60 | 14,65 | 710,8 | 0,305 | 0,475 | 14,90 | 548,0 | 0,369 | 0,366 | 14,50 | 295,8 | 0,437 | 0,197 |
| | | | | | | 90 | 14,20 | 623,2 | 0,320 | 0,416 | 14,05 | 492,8 | 0,376 | 0,329 | 14,00 | 283,8 | 0,437 | 0,189 |
| | | | | | | 120 | 14,30 | 624,8 | 0,320 | 0,417 | 14,30 | 472,0 | 0,376 | 0,315 | 14,00 | 282,5 | 0,438 | 0,189 |
| | | | | | | 150 | 14,30 | 628,0 | 0,319 | 0,419 | 15,00 | 407,6 | 0,392 | 0,272 | 14,00 | 317,1 | 0,438 | 0,212 |
| | | | | | | 210 | 14,40 | 634,0 | 0,318 | 0,423 | 14,30 | 375,0 | 0,385 | 0,250 | 14,10 | 277,5 | 0,439 | 0,185 |
| | | | | | | 300 | 14,60 | 642,4 | 0,317 | 0,429 | 14,30 | 380,1 | 0,393 | 0,254 | 14,30 | 269,5 | 0,441 | 0,180 |
| | | | | | | 360 | 14,80 | 644,4 | 0,317 | 0,430 | 14,40 | 383,3 | 0,393 | 0,256 | 14,50 | 260,7 | 0,449 | 0,174 |

– $VBk_1 \alpha_1 S_{R1} Q_{k2} S_{кп3}$ – отличается от предыдущего варианта только величиной порога подвижности, принятого в данном случае равной $S_{кп3}=0,3$ единицы.

– $VBk_1 \alpha_1 S_{R1} Q_{k2} S_{кп4}$ – аналог предыдущих двух вариантов по всем параметрам за исключением величины порога подвижности, принятого в рассматриваемом случае равной $S_{кп4}=0,4$ единицы.

– $VBk_3 \alpha_1 S_{R3} Q_{k2} S_{кп2}$ – отличается от варианта $VBk_3 \alpha_1 S_{R3} Q_{k1} S_{кп2}$ (таблица 2.13) только величиной содержания конденсат в пластовом газе, которое в данном случае принято равным $Q_{k2}=318$ г/м³. Результаты этого эксперимента приведены в таблице 2.14.

– $VBk_3 \alpha_1 S_{R3} Q_{k2} S_{кп3}$ – аналог варианта $VBk_3 \alpha_1 S_{R3} Q_{k1} S_{кп3}$ и отличается только содержанием конденсата в газе, которое вместо $Q_{k1}=180$ г/м³ принят равным $Q_{k2}=318$ г/м³.

– $VBk_3 \alpha_1 S_{R3} Q_{k2} S_{кп4}$ – отличается от приведенных выше вариантов с содержанием конденсата $Q_{k2}=318$ г/м³ только величиной порога подвижности конденсата $S_{кп}$, которая составляет $S_{кп4}=0,4$ единицы.

2.4.2 Создание геолого-математической модели фрагмента газоконденсатного месторождения для изучения влияния выделившегося в призабойной зоне пласта конденсата на его стабильный выход и на производительность горизонтальной скважины

Одним из основных преимуществ горизонтальных скважин является их высокая производительность, по сравнению с вертикальными скважинами. Поэтому использовать фрагменты газоконденсатной залежи с идентичными размерами, принятыми при изучении влияния процесса выделения, накопления и частичного выноса конденсата из призабойной зоны пласта на стабильный выход конденсата при исследовании горизонтальных скважин на газоконденсатность и на их производительность приводить к существенному снижению пластового давления. С целью исключения влияния снижения пластового давления на содержание

конденсата в газе, проходящего через призабойные зоны при его вскрытии горизонтальной скважиной, размеры фрагмента пласта были увеличены. Остальные емкостные и фильтрационные свойства фрагмента пласта сохранены такими, какими они принимались при экспериментах, выполненных с использованием вертикальной скважины. В частности математические эксперименты, приведенные с использованием горизонтальной скважины на фрагменте газоконденсатной залежи, были выполнены при: толщине пласта $h=56$ м, проницаемости $k_2=50$ мД, параметрах анизотропии $\alpha=1$ и $\alpha=0,3162$ и в призабойной зоне конденсата равных $S_{кп1}=0,1$; $S_{кп3}=0,3$ и $S_{кп}=0,4$ единицы, а также содержания конденсата в пластовом газе $Q_{к1}=180$ г/м³ и $Q_{к2}=318$ г/м³.

Размеры выбранного фрагмента по координатам X , Y , Z были приняты $X=9000$ м, $Y=2000$ м и $Z=56$ м. Выполненные варианты математических экспериментов для горизонтальных скважин представлены в таблице 2.15.

$\Delta X=3750; 500; 10; 30; 50; 50; 50; 60; 60; 60; 60; 70; 500$ и 3750 м.

$$\sum_1^{14} \Delta X = 9000 \text{ м. } V_r$$

$\Delta Y=2; 5; 10; 50; 100; 223; 1600$ и 10 м. $\sum_1^8 \Delta Y = 2000$ м.

$\Delta Z=8; 8; 8; 8; 8; 8$ и 8 м. $\sum_1^7 \Delta Z = 56$ м.

Горизонтальный ствол был размещен в 4-ом по толщине пропластка вдоль оси X .

2.5 Выводы по главе 2

1. Предложена численная модель и разработана программа для ПЭВМ для численного решения системы уравнений многомерной, многофазной, многокомпонентной нестационарной фильтрации

Таблица 2.12 – Исходные данные и результаты математических экспериментов по изучению влияния выделения, накопления и частичного выноса конденсата из призабойной зоны на насыщенность этой зоны и на производительность газоконденсатной скважины в процессе стабилизации – выхода конденсата при проницаемости пласта $k=10$ мД.

| Толщина пласта h , м | Проницаемость пласта k , мД | Содержание конденсата в газе Q_k , г/м ³ | Потери конденсата в пласте $Q_{к.потер}$, г/м ³ | Параметр анизотропии a , дол.ед. | Скин-эффект $S_{R,пл}$ | Число дней работы скважины t , сут | Порог подвижности конденсата, выпавшего в призабойной зоне, $S_{кп}=0,2$ | | | | Порог подвижности конденсата, выпавшего в призабойной зоне, $S_{кп}=0,3$ | | | | Порог подвижности конденсата, выпавшего в призабойной зоне, $S_{кп}=0,4$ | | | |
|------------------------|-------------------------------|---|---|------------------------------------|------------------------|--------------------------------------|--|----------------------------------|------------------|--|--|----------------------------------|------------------|--|--|----------------------------------|------------------|--|
| | | | | | | | ΔP_1 , атм. | $Q_{г,}$ тыс.м ³ /сут | $S_{к,}$ дол.ед. | $\bar{Q} = \frac{Q_{г.тек}}{Q_{г.нач.}}$ | ΔP_1 , атм. | $Q_{г,}$ тыс.м ³ /сут | $S_{к,}$ дол.ед. | $\bar{Q} = \frac{Q_{г.тек}}{Q_{г.нач.}}$ | ΔP_1 , атм. | $Q_{г,}$ тыс.м ³ /сут | $S_{к,}$ дол.ед. | $\bar{Q} = \frac{Q_{г.тек}}{Q_{г.нач.}}$ |
| 56 | 10 | 318 | 95,4 | 0,3162 | 0 | 0,5 | 24,58 | 680,8 | 0,029 | 1,000 | 24,58 | 680,8 | 0,029 | 1,000 | 24,58 | 680,8 | 0,029 | 1,000 |
| | | | | | | 1 | 25,08 | 667,6 | 0,046 | 0,981 | 25,08 | 667,6 | 0,046 | 0,981 | 25,08 | 667,6 | 0,046 | 0,981 |
| | | | | | | 2 | 24,58 | 620,0 | 0,077 | 0,911 | 24,58 | 620,0 | 0,077 | 0,911 | 24,59 | 620,0 | 0,077 | 0,911 |
| | | | | | | 3 | 24,70 | 594,0 | 0,106 | 0,872 | 24,70 | 594,0 | 0,106 | 0,872 | 24,70 | 594,0 | 0,106 | 0,872 |
| | | | | | | 5 | 24,40 | 545,2 | 0,162 | 0,801 | 24,40 | 545,2 | 0,162 | 0,801 | 24,40 | 545,2 | 0,162 | 0,801 |
| | | | | | | 7 | 24,40 | 507,6 | 0,212 | 0,745 | 24,40 | 507,6 | 0,212 | 0,745 | 24,40 | 507,6 | 0,212 | 0,745 |
| | | | | | | 9 | 24,00 | 454,4 | 0,253 | 0,667 | 24,00 | 452,8 | 0,254 | 0,665 | 24,00 | 452,8 | 0,254 | 0,665 |
| | | | | | | 11 | 24,90 | 434,0 | 0,287 | 0,637 | 24,60 | 425,6 | 0,292 | 0,625 | 24,60 | 425,6 | 0,292 | 0,625 |
| | | | | | | 15 | 24,40 | 384,0 | 0,307 | 0,564 | 24,00 | 327,2 | 0,351 | 0,481 | 24,25 | 326,8 | 0,354 | 0,480 |
| | | | | | | 20 | 24,85 | 382,4 | 0,310 | 0,562 | 24,30 | 280,0 | 0,377 | 0,411 | 24,00 | 279,2 | 0,401 | 0,410 |
| | | | | | | 30 | 24,80 | 370,0 | 0,312 | 0,543 | 24,80 | 275,2 | 0,381 | 0,404 | 24,10 | 166,0 | 0,442 | 0,244 |
| | | | | | | 40 | 24,30 | 352,0 | 0,315 | 0,517 | 24,56 | 269,6 | 0,382 | 0,396 | 24,40 | 156,2 | 0,447 | 0,229 |
| | | | | | | 50 | 25,00 | 344,8 | 0,319 | 0,506 | 24,75 | 267,2 | 0,383 | 0,392 | 24,30 | 155,2 | 0,447 | 0,228 |
| | | | | | | 60 | 24,50 | 330,4 | 0,327 | 0,485 | 24,50 | 263,2 | 0,385 | 0,387 | 24,30 | 159,6 | 0,447 | 0,227 |
| | | | | | | 90 | 24,20 | 272,8 | 0,34 | 0,401 | 24,10 | 220,0 | 0,386 | 0,323 | 24,60 | 153,1 | 0,448 | 0,225 |
| | | | | | | 120 | 24,30 | 272,4 | 0,343 | 0,400 | 24,00 | 204,0 | 0,395 | 0,300 | 24,30 | 151,4 | 0,449 | 0,222 |
| | | | | | | 150 | 24,50 | 274,0 | 0,343 | 0,402 | 24,70 | 184,4 | 0,413 | 0,271 | 24,70 | 149,3 | 0,450 | 0,219 |
| | | | | | | 210 | 24,70 | 274,4 | 0,340 | 0,403 | 24,00 | 160,4 | 0,413 | 0,236 | 24,60 | 141,0 | 0,452 | 0,207 |
| | | | | | | 300 | 24,10 | 269,6 | 0,339 | 0,396 | 24,00 | 162,4 | 0,412 | 0,238 | 24,20 | 119,4 | 0,458 | 0,175 |
| | | | | | | 360 | 24,40 | 275,6 | 0,338 | 0,405 | 24,20 | 161,4 | 0,411 | 0,237 | 24,20 | 94,8 | 0,468 | 0,139 |

*Примечание: при $k=250$ мД скин-эффект принят $S_R=50$, что вызвано величиной $k=250$ мД.

Таблица 2.13 – Исходные данные, принятые для изучения влияния выделяющегося в призабойной зоне конденсата на производительность вертикальных скважин в процесс их эксплуатации при различных порогах подвижности.

| Толщина пласта h , м | Проницаемость пласта k , мД | Содержание конденсата в газе Q_k , г/м ³ | Потери конденсата в пласте $Q_{к.потерь}$, г/м ³ | Параметр анизотропии α , дол.ед. | Скин-эффект S_R , дол.ед. | Число дней работы скважины t , сут | Порог подвижности конденсата, выпавшего в призабойной зоне, $S_{кп}=0,2$ | | | | Порог подвижности конденсата, выпавшего в призабойной зоне, $S_{кп}=0,3$ | | | | Порог подвижности конденсата, выпавшего в призабойной зоне, $S_{кп}=0,4$ | | | |
|------------------------|-------------------------------|---|--|---|-----------------------------|--------------------------------------|--|------------------------------------|--------------------|--|--|------------------------------------|--------------------|--|--|------------------------------------|--------------------|--|
| | | | | | | | ΔP_1 , атм. | $Q_{г.}$, тыс.м ³ /сут | $S_{к.}$, дол.ед. | $\bar{Q} = \frac{Q_{г.тек}}{Q_{г.вач.}}$ | ΔP_1 , атм. | $Q_{г.}$, тыс.м ³ /сут | $S_{к.}$, дол.ед. | $\bar{Q} = \frac{Q_{г.тек}}{Q_{г.вач.}}$ | ΔP_1 , атм. | $Q_{г.}$, тыс.м ³ /сут | $S_{к.}$, дол.ед. | $\bar{Q} = \frac{Q_{г.тек}}{Q_{г.вач.}}$ |
| 56 | 250 | 180 | 54 | 0,3162 | 50 | 1 | 14,98 | 1540,8 | 0,002 | 1,000 | 14,98 | 1540,8 | 0,002 | 1,000 | 14,98 | 1540,8 | 0,002 | 1,000 |
| | | | | | | 3 | 14,98 | 1526,0 | 0,006 | 0,990 | 14,98 | 1526,0 | 0,006 | 0,990 | 14,98 | 1526,0 | 0,006 | 0,990 |
| | | | | | | 7 | 14,98 | 1500,8 | 0,013 | 0,974 | 14,98 | 1500,8 | 0,013 | 0,974 | 14,98 | 1500,8 | 0,013 | 0,974 |
| | | | | | | 8 | 14,98 | 1494,8 | 0,015 | 0,970 | 14,98 | 1494,8 | 0,015 | 0,970 | 14,98 | 1494,8 | 0,015 | 0,970 |
| | | | | | | 11 | 14,88 | 1476,8 | 0,020 | 0,958 | 14,88 | 1476,8 | 0,020 | 0,958 | 14,88 | 1476,8 | 0,020 | 0,958 |
| | | | | | | 16 | 14,88 | 1446,8 | 0,028 | 0,939 | 14,88 | 1446,8 | 0,028 | 0,939 | 14,88 | 1446,8 | 0,028 | 0,939 |
| | | | | | | 21 | 14,88 | 1424,8 | 0,037 | 0,925 | 14,88 | 1424,8 | 0,037 | 0,925 | 14,88 | 1424,8 | 0,037 | 0,925 |
| | | | | | | 27 | 14,88 | 1392,0 | 0,046 | 0,903 | 14,88 | 1392,0 | 0,046 | 0,903 | 14,88 | 1392,0 | 0,046 | 0,903 |
| | | | | | | 30 | 14,88 | 1376,0 | 0,050 | 0,893 | 14,88 | 1376,0 | 0,050 | 0,893 | 14,88 | 1376,0 | 0,050 | 0,893 |
| | | | | | | 40 | 14,78 | 1325,6 | 0,064 | 0,880 | 14,78 | 1325,6 | 0,064 | 0,880 | 14,78 | 1325,6 | 0,064 | 0,861 |
| | | | | | | 50 | 14,78 | 1274,4 | 0,077 | 0,827 | 14,78 | 1274,4 | 0,077 | 0,827 | 14,78 | 1274,4 | 0,077 | 0,827 |
| | | | | | | 60 | 14,68 | 1236,0 | 0,090 | 0,802 | 14,68 | 1236,0 | 0,090 | 0,802 | 14,68 | 1236,0 | 0,090 | 0,802 |
| | | | | | | 90 | 14,50 | 1117,2 | 0,123 | 0,725 | 14,50 | 1117,2 | 0,123 | 0,725 | 14,50 | 1117,2 | 0,123 | 0,725 |
| | | | | | | 120 | 14,30 | 1018,4 | 0,152 | 0,661 | 14,30 | 1018,4 | 0,152 | 0,661 | 14,30 | 1018,4 | 0,152 | 0,661 |
| | | | | | | 150 | 14,28 | 935,2 | 0,175 | 0,607 | 14,28 | 935,2 | 0,175 | 0,607 | 14,28 | 935,2 | 0,175 | 0,607 |
| | | | | | | 210 | 14,18 | 803,2 | 0,214 | 0,521 | 14,08 | 801,6 | 0,214 | 0,520 | 14,08 | 801,6 | 0,214 | 0,520 |
| | | | | | | 300 | 14,40 | 676,8 | 0,257 | 0,439 | 14,40 | 694,4 | 0,251 | 0,451 | 14,40 | 676,8 | 0,257 | 0,439 |
| | | | | | | 360 | 14,30 | 603,6 | 0,278 | 0,392 | 14,40 | 663,2 | 0,260 | 0,430 | 14,30 | 603,6 | 0,278 | 0,392 |
| | | | | | | 720 | 14,00 | 405,2 | 0,340 | 0,263 | 14,40 | 650,4 | 0,264 | 0,422 | 14,00 | 374,8 | 0,350 | 0,243 |
| | | | | | | 1080 | – | – | – | – | – | – | 0,276 | – | 14,30 | 284,2 | 0,386 | 0,184 |
| | | | | | | 1440 | – | – | – | – | – | – | – | – | 14,30 | 227,6 | 0,407 | 0,148 |

*Примечание: при $k=250$ мД скин-эффект принят $S_R=50$, что вызвано величиной $k=250$ мД.

Таблица 2.14 – Исходные данные и результаты математических экспериментов по изучению влияния выделения, накопления и частичного выноса конденсата из призабойной зоны на насыщенность этой зоны и на производительность газоконденсатной скважины.

| Толщина пласта h , м | Проницаемость пласта k , мД | Содержание конденсата в газе Q_k , г/м ³ | Потери конденсата в пласте Q_k .потерь, г/м ³ | Параметр анизотропии a , дол.ед. | Скин-эффект S_R , дол.ед. | Число дней работы скважины t , сут | Порог подвижности конденсата, выпавшего в призабойной зоне, $S_{кп}=0,2$ | | | | Порог подвижности конденсата, выпавшего в призабойной зоне, $S_{кп}=0,3$ | | | | Порог подвижности конденсата, выпавшего в призабойной зоне, $S_{кп}=0,4$ | | | |
|------------------------|-------------------------------|---|--|------------------------------------|-----------------------------|--------------------------------------|--|------------------------------------|-----------------|--|--|------------------------------------|-----------------|--|--|------------------------------------|-----------------|--|
| | | | | | | | ΔP_1 , атм. | $Q_{г.}$, тыс.м ³ /сут | S_k , дол.ед. | $\bar{Q} = \frac{Q_{г.тек}}{Q_{г.нач.}}$ | ΔP_1 , атм. | $Q_{г.}$, тыс.м ³ /сут | S_k , дол.ед. | $\bar{Q} = \frac{Q_{г.тек}}{Q_{г.нач.}}$ | ΔP_1 , атм. | $Q_{г.}$, тыс.м ³ /сут | S_k , дол.ед. | $\bar{Q} = \frac{Q_{г.тек}}{Q_{г.нач.}}$ |
| 56 | 250 | 318 | 95,4 | 0,3162 | 50 | 1 | 18,43 | 1538,4 | 0,009 | 1,000 | 18,43 | 1538,4 | 0,009 | 1,000 | 18,43 | 1538,4 | 0,009 | 1,000 |
| | | | | | | 2 | 18,63 | 1498,8 | 0,017 | 0,974 | 18,63 | 1498,8 | 0,017 | 0,974 | 18,63 | 1498,8 | 0,017 | 0,974 |
| | | | | | | 5 | 18,43 | 1424,0 | 0,039 | 0,625 | 18,43 | 1424,0 | 0,039 | 0,925 | 18,43 | 1424,0 | 0,039 | 0,925 |
| | | | | | | 7 | 18,43 | 1383,2 | 0,055 | 0,899 | 18,43 | 1383,2 | 0,055 | 0,899 | 18,43 | 1383,2 | 0,055 | 0,899 |
| | | | | | | 11 | 18,33 | 1295,2 | 0,080 | 0,842 | 18,33 | 1295,2 | 0,080 | 0,842 | 18,33 | 1295,2 | 0,080 | 0,842 |
| | | | | | | 15 | 18,13 | 1214,8 | 0,102 | 0,790 | 18,13 | 1214,8 | 0,102 | 0,790 | 18,13 | 1214,8 | 0,102 | 0,790 |
| | | | | | | 20 | 18,03 | 1123,6 | 0,125 | 0,730 | 18,03 | 1123,6 | 0,125 | 0,730 | 18,03 | 1123,6 | 0,125 | 0,730 |
| | | | | | | 27 | 17,90 | 1022,6 | 0,150 | 0,665 | 17,90 | 1022,8 | 0,150 | 0,665 | 17,90 | 1022,8 | 0,150 | 0,665 |
| | | | | | | 30 | 17,73 | 979,6 | 0,165 | 0,637 | 17,73 | 979,6 | 0,165 | 0,637 | 17,73 | 979,6 | 0,165 | 0,637 |
| | | | | | | 40 | 17,60 | 850,0 | 0,190 | 0,552 | 17,60 | 850,0 | 0,190 | 0,552 | 17,60 | 840,0 | 0,190 | 0,546 |
| | | | | | | 50 | 17,53 | 770,0 | 0,210 | 0,500 | 17,53 | 770,0 | 0,210 | 0,500 | 17,50 | 760,0 | 0,210 | 0,494 |
| | | | | | | 60 | 17,43 | 712,8 | 0,242 | 0,463 | 17,43 | 704,0 | 0,245 | 0,457 | 17,43 | 704,0 | 0,245 | 0,457 |
| | | | | | | 90 | 17,49 | 680,0 | 0,248 | 0,442 | 17,50 | 564,0 | 0,280 | 0,367 | 17,60 | 560,0 | 0,280 | 0,364 |
| | | | | | | 120 | 17,40 | 660,0 | 0,259 | 0,429 | 17,60 | 500,0 | 0,312 | 0,25 | 17,70 | 460,0 | 0,310 | 0,299 |
| | | | | | | 150 | 17,33 | 652,8 | 0,260 | 0,424 | 17,70 | 422,4 | 0,338 | 0,274 | 17,90 | 388,7 | 0,351 | 0,252 |
| | | | | | | 210 | 17,33 | 630,8 | 0,261 | 0,423 | 17,70 | 413,6 | 0,341 | 0,269 | 17,80 | 300,6 | 0,381 | 0,195 |
| | | | | | | 300 | 17,43 | 645,6 | 0,264 | 0,420 | 17,70 | 413,2 | 0,342 | 0,268 | 17,60 | 228,1 | 0,408 | 0,148 |
| | | | | | | 360 | 17,43 | 639,0 | 0,267 | 0,413 | 17,70 | 412,8 | 0,342 | 0,268 | 17,60 | 206,4 | 0,417 | 0,134 |

Таблица 2.15 – Варианты математических экспериментов, выполненные с использованием горизонтальных скважин.

| Шифр вариантов | Толщина пласта, h, м | Проницаемость пласта, K, мД | Параметр анизотропии α , дол.ед. | Скин-эффект S_R , дол. ед. | Длина горизонтального участка $L_{г.вс}$, м | Содержание конденсата в пласте, $Q_{кв}$, г/м ³ | Потери конденсата в пласте, $Q_{кв}$ потерь, г/м ³ | Порог подвижности конденсата $S_{кп}$, дол.ед. |
|---|----------------------|-----------------------------|---|------------------------------|--|---|---|---|
| $V_{г}h_1k_2\alpha_1L_1S_{R3}Q_{к1}S_{кп1}$ | 56 | 50 | 0,3162 | 10 | 500 | 180 | 54 | 0,1 |
| -- $S_{кп3}$ | | | | | | | | 0,3 |
| -- $S_{кп4}$ | | | | | | | | 0,4 |
| $V_{г}h_1k_2\alpha_2L_1S_{R1}Q_{к1}S_{кп1}$ | 56 | 50 | 1,000 | 0 | 500 | 180 | 54 | 0,1 |
| -- $S_{кп3}$ | | | | | | | | 0,3 |
| -- $S_{кп4}$ | | | | | | | | 0,4 |
| $V_{г}h_1k_2\alpha_1L_1S_{R3}Q_{к2}S_{кп1}$ | 56 | 50 | 0,3162 | 10 | 500 | 318 | 95,4 | 0,1 |
| -- $S_{кп3}$ | | | | | | | | 0,3 |
| -- $S_{кп4}$ | | | | | | | | 0,4 |
| $V_{г}h_1k_1\alpha_1L_2S_{R3}Q_{к1}S_{кп1}$ | 56 | 10 | 0,3162 | 10 | 1000 | 180 | 54 | 0,1 |
| -- $S_{кп3}$ | | | | | | | | 0,3 |
| -- $S_{кп4}$ | | | | | | | | 0,4 |
| $V_{г}h_1k_1\alpha_1S_{R1}Q_{к1}S_{кп1}$ | 56 | 10 | 0,3162 | 0 | 500 | 180 | 54 | 0,1 |
| -- $S_{кп3}$ | | | | | | | | 0,3 |
| -- $S_{кп4}$ | | | | | | | | 0,4 |

газоконденсатной смеси в неоднородной анизотропной пористой среде с учетом изменения свойств газа конденсата и воды, пористости и проницаемости пласта от давления, влияние гравитационных и капиллярных сил, фазовых переходов из-за изменения давления при создании депрессии на пласт и истощения залежи во времени, фазовых проницаемостей в результате выделения из газоконденсатной смеси жидкой фазы (конденсата), ее накопления и частичного выноса из призабойной зоны, конструкции скважины, загрязнения призабойной зоны пласта буровым раствором при его вскрытии и других факторов.

2. В результате численных расчетов выявлено, что увеличение проницаемости пласта от 10 до 50 мД приводит к снижению депрессии на пласт, что положительно отражается на уменьшении насыщенности призабойной зоны пласта выпавшим конденсатом с 0,35 до 0,23 отн.ед (65 %) при максимальной длительности обработки вертикальной скважины.

3. Повышение порога подвижности конденсата, выпавшего в призабойной зоне вертикальной скважины, от 0,2 до 0,4 приводит к

снижению относительного дебита газа от 6 до 80 % от начального при длительности работы скважины от 30 до 360 дней.

4. Увеличение скин-фактора вертикальной скважины от 0 до 5 при неизменной проницаемости пласта приводит к увеличению конденсатонасыщенности призабойной зоны на 1 %, что приводит к снижению текущего дебита газа до 67 %.

5. Повышение депрессии на пласт в вертикальной скважине на 4 % приводит к повышению конденсатонасыщенности призабойной зоны до 43 %, что обеспечивает снижение текущего дебита газа до 8 %.

Глава 3. ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ ВЕРТИКАЛЬНЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ГАЗОКОНДЕНСАТНОСТЬ

3.1 Математические эксперименты, выполненные при фильтрации газа и конденсата в окрестности вертикальной скважины

Анализ результатов математических экспериментов включает в себя учет влияния на результаты газоконденсатных исследований процесса выделения, накопления и частичного выноса из призабойной зоны конденсата:

- величины депрессии на пласт;
- проницаемости пласта;
- параметра анизотропии и скин-эффекта;
- толщины пласта;
- содержания конденсата в пластовом газе и других факторов.

Всего выполнено 28 вариантов модельных расчетов.

Для установления влияния толщины пласта h на стабильный выход конденсата и на производительность вертикальной газоконденсатной скважины, были выполнены эксперименты с идентичными параметрами фрагмента залежи и содержаниями конденсата в газе, за исключением толщины h . При этом возможность сравнения результатов будет в том случае, когда кроме свойств пористой среды идентичными будут и величины скин-эффекта S_R . Такими сопоставимыми вариантами являются $Vbh_1k_2\alpha_1S_{R1}Q_{k1}S_{кл.i}$ и $Vbh_2k_2\alpha_1S_{R1}Q_{k1}S_{кл.i}$. При толщинах пласта, принятых $h_1=56$ м и $h_2=28$ м газоносные интервалы вертикальным стволом вскрыты полностью. Кроме толщин h_1 и h_2 в сравниваемых вариантах использованы параметры со следующими значениями: $k_2=50$ мД, параметр анизотропии $\alpha_1=0,3162$; скин-фактор $S_{R1}=0$; содержание конденсата $Q_{k1}=180$ г/м³ и порог подвижности выпавшего

конденсата $S_{кп2}=0,2$ единицы. Результаты проведенных экспериментов с перечисленными исходными данными показаны на рисунке 3.1, из которого следует, что изменение относительного дебита скважины $\bar{Q}=Q_{тек}/Q_{нач}$ для принятых значений h_1 абсолютно идентично. На этом рисунке значения при толщине пласта $h_1=56$ м обозначены “точками”, а при $h_2=28$ м “крестиками”. Более детальная информация о вариантах, отличающихся только толщиной пласта, приведена в таблицах 2.8 и 2.10.

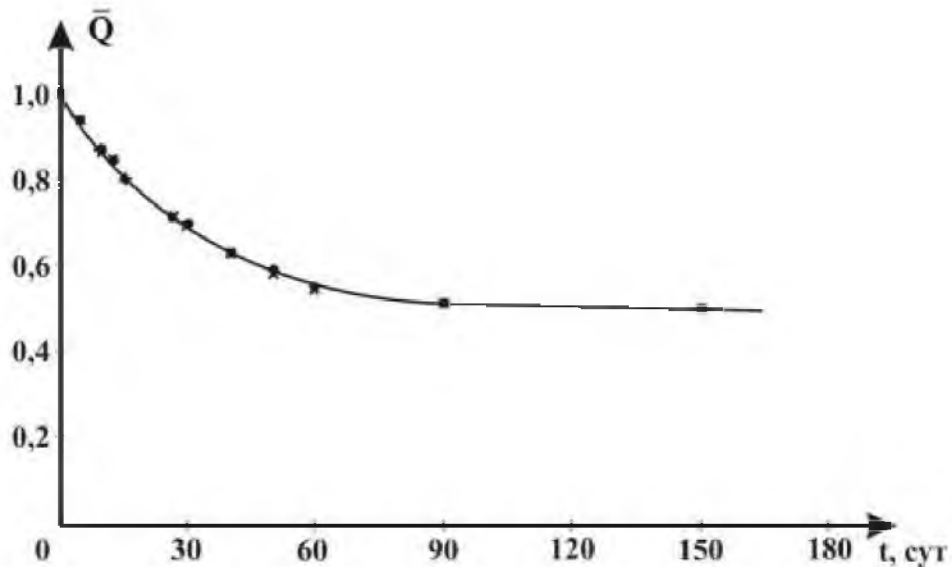


Рисунок 3.1 – Изменение относительного дебита газоконденсатной скважины в результате выделения, накопления и частичного выноса конденсата из призабойной зоны при $k_2=50$ мД, $S_k=0,2$; $Q_{к.1}=180$ г/м³ и толщинах пласта $h_1=56$ м (точки) и $h_2=28$ м (крестики).

Влияние содержания конденсата на результаты газоконденсатных исследований установлено для всех принятых вариантов проницаемостей пласта, т.е. для $k_1=10$ мД $k_2=50$ мД и $k_3=250$ мД при содержаниях конденсата в пластовом газе $Q_{к1}=180$ г/м³ и $Q_{к2}=318$ г/м³ изучено путем проведения математических экспериментов. В частности при проницаемости пласта $k_1=10$ мД кроме содержания конденсата в пластовом газе все остальные параметры фрагмента, а также величины скин-эффекта и депрессии на пласт приняты идентичными (таблицы 2.7 и 2.12). Эксперименты при $k_1=10$ мД выполнены для значений порога подвижности, выпавшим в призабойной зоне конденсатом, равных $S_{кп2}=0,2$; $S_{кп3}=0,3$ и $S_{кп4}=0,4$ единицы. Из данных

этих таблиц следует, что продолжительность процесса выделения, накопления и частичного выноса конденсата при пороге подвижности $S_{кп2}=0,2$ и $Q_{к1}=180$ г/м³ для полного его выноса, когда $S_{к} \geq 0,30$ единицы до составляет $t_{ст}(180) \approx 60$ сут., а при $S_{кп2}=0,2$ и $Q_{к2}=318$ г/м³ равна $t_{ст}(318) \approx 15$ сут. При пороге подвижности $S_{кп3}=0,3$ единицы продолжительность названных выше процессов составляют $t_{ст}(180) \approx 90$ сут. и $t_{ст}(318) \approx 30$ сут. В таблице 3.1 приведены результаты экспериментов при идентичных депрессиях на пласт, проницаемости $k_1=10$ мД и скин-эффекте $S_R=0$, но с различными содержаниями конденсата в газе. Из приведенных сравнений продолжительности процесса стабильного выноса конденсата из призабойной зоны, в зависимости от содержания конденсата в пластовом газе, следует, что увеличение содержания конденсата в газе с $Q_{к1}=180$ г/м³ до $Q_{к2}=318$ г/м³ и потери с $Q_{к1.потерь}=54$ г/м³ до $Q_{к2.потерь}=95,4$ г/м³ сокращает продолжительность стабильного выхода конденсата в 3÷4 раза.

Аналогичные эксперименты по изучению влияния содержания конденсата на процесс стабилизации выхода конденсата были проведены на фрагменте залежи с проницаемостью $k_2=50$ мД и величинами порогов подвижности $S_{кп1}=0,1$; $S_{кп2}=0,2$ и $S_{кп3}=0,3$ единицы. Результаты этих экспериментов при $S_{кп2}=0,2$ единицы приведены в таблицах 2.8, 2.11 и 3.2. Из данных этих таблиц следует, что при пороге подвижности $S_{кп2}=0,2$ единицы и содержаниях конденсата в пластовом газе $Q_{к1}=180$ г/м³ и $Q_{к2}=318$ г/м³ продолжительности стабилизации выхода конденсата и относительного дебита вертикальной скважины при газоконденсатных исследованиях в условиях выделения, накопления и частичного выноса конденсата составляют около $t_{ст}(180) \approx 60$ сут. и $t_{ст}(318) \approx 15$ сут. Аналогичные показатели по продолжительности стабилизации выхода конденсата и дебита скважины при порогах подвижности выпавшего конденсата $S_{кп3}=0,3$ единицы составляют: $t_{ст}(180) \approx 90$ сут. и $t_{ст}(318) \approx 20$ сут., а при пороге подвижности $S_{кп4}=0,4$ единицы продолжительности стабилизации выхода конденсата и дебита оказались $t_{ст}(180) \approx 90$ сут. и $t_{ст}(318) \approx 30$ сут. Из приведенных данных

следует, что разницы в продолжительностях практически идентичны с величинами, полученными при проницаемости фрагмента равной $k_1=10$ мД и

$$\text{составляет } \frac{t_{\text{ст}}(180)}{t_{\text{ст}}(318)} \cong 4.$$

Влияние содержания конденсата в пластовом газе было изучено и при проницаемости фрагмента равной $k_3=250$ мД. Эксперименты с использованием фрагментов залежи с проницаемостями $k_1=10$ мД и $k_2=50$ мД были выполнены при скин-эффекте $S_R=0$ единиц. Для обеспечения необходимой величины депрессии на пласт при использовании фрагмента залежи с проницаемостью $k_3=250$ мД был введен скин-эффект равный $S_{R3}=50$ единиц. Все остальные параметры фрагмента были идентичны параметрам, принятым при $k_1=10$ мД и $k_2=50$ мД. Полученные результаты экспериментов с $k_3=250$ мД и $S_{R3}=50$ единиц и порогах подвижности $S_{\text{кп}2}=0,2$; $S_{\text{кп}3}=0,3$ и $S_{\text{кп}4}=0,4$ единицы приведены в таблицах 2.13 и 2.14. Из этих таблиц следует, что при названных выше порогах подвижности выпавшего конденсата продолжительности процесса стабилизации выхода конденсата и относительного дебита скважины при газоконденсатных исследованиях происходит за время $t_{\text{ст}}(180) \approx 360$ сут., $t_{\text{ст}}(318) \approx 150$ сут., $t_{\text{ст}}(180) \approx 1080$ сут., $t_{\text{ст}}(318) \approx 360$ сут., $t_{\text{ст}}(180) \approx 1220$ сут., $t_{\text{ст}}(318) \approx 400$ сут. соответственно.

Из сравнения результатов экспериментов на фрагментах с различными проницаемостями и содержаниями конденсата в пластовом газе следует, что увеличение содержания конденсата в газе и потерь конденсата с $Q_{\text{к}1.\text{потерь}}=54$ г/м³ до $Q_{\text{к}2.\text{потерь}}=95,4$ г/м³ приводит к сокращению продолжительности процесса стабилизации выхода конденсата и относительного дебита в 3÷4 раза в зависимости от заданного порога подвижности конденсата.

Влияние содержания конденсата в газе и его потерь в пласте на характер и значения относительного дебита вертикальной скважины при $S_{\text{кп}}=0,2$; $\alpha=0,3162$; $S_R=0$; $k_2=50$ мД и $Q_{\text{к}}=0$; $Q_{\text{к}1}=180$ г/м³; $Q_{\text{к}2}=318$ г/м³ и на продолжительность стабилизации выхода конденсата показан на рисунке 3.2.

Таблица 3.1 – Исходные данные и результаты математических экспериментов по изучению интенсивности насыщения в первой ячейке призабойной зоны выпадающим конденсатом при его содержании в пластовом газе $Q_{к1}=180$ и $Q_{к2}=318$ г/м³.

| Толщина пласта h, м | Проницаемость пласта k, мД | Параметр анизотропии а, дол.ед. | Скин-эффект S _R , дол.ед. | Число дней работы скважины t, сут | Содержание конденсата Q _{к1} =180 г/м ³ , порог подвижности S _{кп2} =0,2 | | | | Содержание конденсата Q _{к2} =318 г/м ³ , порог подвижности S _{кп2} =0,2 | | | | Содержание конденсата Q _{к1} =180 г/м ³ , порог подвижности S _{кп3} =0,3 | | | | Содержание конденсата Q _{к2} =318 г/м ³ , порог подвижности S _{кп3} =0,3 | | | |
|---------------------|----------------------------|---------------------------------|--------------------------------------|-----------------------------------|---|--|--------------------------|--|---|--|--------------------------|--|---|--|--------------------------|--|---|--|--------------------------|--|
| | | | | | ΔP ₁ , атм. | Q _г , тыс.м ³ /сут | S _к , дол.ед. | $\bar{Q} = \frac{Q_{г.тек}}{Q_{г.нач.}}$ | ΔP ₁ , атм. | Q _г , тыс.м ³ /сут | S _к , дол.ед. | $\bar{Q} = \frac{Q_{г.тек}}{Q_{г.нач.}}$ | ΔP ₁ , атм. | Q _г , тыс.м ³ /сут | S _к , дол.ед. | $\bar{Q} = \frac{Q_{г.тек}}{Q_{г.нач.}}$ | ΔP ₁ , атм. | Q _г , тыс.м ³ /сут | S _к , дол.ед. | $\bar{Q} = \frac{Q_{г.тек}}{Q_{г.нач.}}$ |
| 56 | 10 | 0,3162 | 50 | 0,5 | – | – | – | – | 24,58 | 680,8 | 0,029 | 1,000 | – | – | – | – | 24,58 | 680,8 | 0,029 | 1,000 |
| | | | | 1 | 24,89 | 814,8 | 0,014 | 1,000 | 25,08 | 667,6 | 0,046 | 0,981 | 24,89 | 814,8 | 0,014 | 1,000 | 25,08 | 667,6 | 0,046 | 0,981 |
| | | | | 2 | – | – | – | – | 24,58 | 620,0 | 0,077 | 0,911 | – | – | – | – | 24,58 | 620,0 | 0,077 | 0,911 |
| | | | | 3 | 26,09 | 772,4 | 0,036 | 0,946 | 24,70 | 504,0 | 0,106 | 0,872 | 26,09 | 772,4 | 0,036 | 0,948 | 24,70 | 594,0 | 0,106 | 0,872 |
| | | | | 5 | – | – | – | – | 24,40 | 545,2 | 0,162 | 0,801 | – | – | – | – | 24,40 | 545,2 | 0,162 | 0,801 |
| | | | | 7 | 26,09 | 696,4 | 0,072 | 0,855 | 24,40 | 507,6 | 0,212 | 0,745 | 26,09 | 696,4 | 0,072 | 0,855 | 24,40 | 507,6 | 0,212 | 0,745 |
| | | | | 8 | 25,69 | 669,2 | 0,081 | 0,521 | – | – | – | – | 25,69 | 669,2 | 0,081 | 0,821 | – | – | – | – |
| | | | | 9 | – | – | – | – | 24,00 | 454,4 | 0,253 | 0,667 | – | – | – | – | 24,00 | 452,8 | 0,254 | 0,665 |
| | | | | 11 | 25,39 | 642,4 | 0,104 | 0,788 | 24,90 | 434,0 | 0,287 | 0,637 | 25,39 | 642,4 | 0,104 | 0,788 | 24,60 | 425,6 | 0,292 | 0,625 |
| | | | | 15 | – | – | – | – | 24,40 | 384,0 | 0,307 | 0,564 | – | – | – | – | 24,00 | 327,2 | 0,351 | 0,481 |
| | | | | 16 | 24,29 | 578,4 | 0,138 | 0,710 | – | – | – | – | 24,49 | 578,4 | 0,138 | 0,710 | – | – | – | – |
| | | | | 20 | – | – | – | – | 24,85 | 382,4 | 0,310 | 0,562 | – | – | – | – | 24,30 | 280,0 | 0,377 | 0,411 |
| | | | | 21 | 24,70 | 552,0 | 0,169 | 0,677 | – | – | – | – | 24,70 | 552,0 | 0,169 | 0,677 | – | – | – | – |
| | | | | 27 | 24,60 | 518,0 | 0,203 | 0,636 | – | – | – | – | 24,60 | 518,0 | 0,203 | 0,636 | – | – | – | – |
| | | | | 30 | 25,10 | 514,8 | 0,218 | 0,632 | 24,80 | 370,0 | 0,312 | 0,543 | 25,10 | 514,8 | 0,218 | 0,632 | 24,80 | 275,2 | 0,381 | 0,404 |
| | | | | 40 | 24,70 | 450,0 | 0,269 | 0,552 | 24,30 | 352,0 | 0,315 | 0,517 | 26,00 | 452,8 | 0,277 | 0,556 | 24,55 | 269,6 | 0,382 | 0,396 |
| | | | | 50 | 24,80 | 414,0 | 0,300 | 0,508 | 25,00 | 344,8 | 0,319 | 0,506 | 24,70 | 390,2 | 0,318 | 0,479 | 24,75 | 267,2 | 0,383 | 0,392 |
| | | | | 60 | 24,80 | 397,6 | 0,314 | 0,488 | 24,50 | 330,4 | 0,327 | 0,485 | 24,60 | 317,1 | 0,367 | 0,389 | 24,50 | 263,2 | 0,385 | 0,387 |
| | | | | 90 | 24,50 | 388,7 | 0,317 | 0,477 | 24,20 | 272,8 | 0,344 | 0,401 | 24,90 | 295,6 | 0,386 | 0,363 | 24,10 | 220,0 | 0,386 | 0,323 |
| | | | | 120 | 24,60 | 385,0 | 0,318 | 0,472 | 24,30 | 272,4 | 0,343 | 0,400 | 24,70 | 292,6 | 0,387 | 0,359 | 24,00 | 204,0 | 0,395 | 0,300 |
| | | | | 150 | 25,00 | 380,2 | 0,320 | 0,467 | 24,50 | 274,0 | 0,343 | 0,402 | 24,80 | 290,9 | 0,387 | 0,357 | 24,70 | 184,4 | 0,413 | 0,271 |
| | | | | 210 | 24,70 | 352,4 | 0,325 | 0,432 | 24,70 | 274,4 | 0,340 | 0,403 | 25,00 | 286,5 | 0,389 | 0,352 | 24,00 | 160,4 | 0,413 | 0,236 |
| | | | | 300 | 24,80 | 310,5 | 0,346 | 0,381 | 24,10 | 269,6 | 0,339 | 0,396 | 24,70 | 296,4 | 0,391 | 0,331 | 24,00 | 162,4 | 0,412 | 0,238 |

Таблица 3.2 – Исходные данные, принятые при моделировании фрагмента газоконденсатной залежи, вскрытого вертикальной скважиной при содержаниях в газе $Q_{к1}=180 \text{ г/м}^3$ и $Q_{к2}=318 \text{ г/м}^3$ и его потерями в пласте $Q_{к1.потерь}=54 \text{ г/м}^3$ и $Q_{к2.потерь}=95,4 \text{ г/м}^3$.

| Толщина пласта h , м | Проницаемость пласта k , мД | Параметр анизотропии α , дол.ед. | Скин-эффект $S_{кп}$, дол.ед. | Число дней работы скважины t , сут | Порог подвижности конденсата, выпавшего в призабойной зоне, $S_{кп}=0,1$ | | | | Порог подвижности конденсата, выпавшего в призабойной зоне, $S_{кп}=0,3$ | | | |
|---------------------------|----------------------------------|---|-----------------------------------|---|--|------------------------------------|--|---|--|--|--|---|
| | | | | | ΔP_1 , атм. | Q_r , тыс.м ³ /сут | $\frac{S_{к.т}}{S_{к.пов}}$ дол.ед. | $\bar{Q} = \frac{Q_{г.тек}}{Q_{г.нач}}$ | ΔP_1 , атм. | Q_r , тыс.м ³ /су т | $\frac{S_{к.т}}{S_{к.пов}}$ дол.ед. | $\bar{Q} = \frac{Q_{г.тек}}{Q_{г.нач}}$ |
| 56 | 50 | 0,3162 | 10 | 1 | 12,72 | 1496,4 | 0,009 | 0,991 | 14,94 | 1497,6 | 0,043 | 1,000 |
| | | | | 3 | 13,12 | 1431,6 | 0,025 | 0,957 | 14,44 | 1379,6 | 0,075 | 0,921 |
| | | | | 7 | 13,32 | 1329,2 | 0,054 | 0,888 | 14,10 | 1168,4 | 0,161 | 0,780 |
| | | | | 11 | 13,02 | 1247,2 | 0,079 | 0,833 | 14,00 | 1054,0 | 0,205 | 0,704 |
| | | | | 16 | 12,62 | 1166,4 | 0,108 | 0,779 | 14,25 | 872,8 | 0,279 | 0,583 |
| | | | | 21 | 12,70 | 1120,8 | 0,133 | 0,749 | 14,20 | 803,2 | 0,289 | 0,536 |
| | | | | 27 | 12,40 | 1056,8 | 0,162 | 0,706 | 14,20 | 790,8 | 0,291 | 0,528 |
| | | | | 30 | 12,55 | 1039,2 | 0,177 | 0,694 | 14,20 | 782,0 | 0,293 | 0,522 |
| | | | | 40 | 31,00 | 978,0 | 0,224 | 0,653 | 14,15 | 752,4 | 0,295 | 0,502 |
| | | | | 50 | 12,10 | 833,6 | 0,268 | 0,557 | 14,35 | 739,0 | 0,298 | 0,494 |
| | | | | 60 | 13,00 | 810,0 | 0,289 | 0,541 | 14,65 | 710,8 | 0,305 | 0,475 |
| | | | | 90 | 12,70 | 791,6 | 0,297 | 0,529 | 14,20 | 623,2 | 0,320 | 0,416 |
| | | | | 120 | 12,80 | 767,2 | 0,297 | 0,513 | 14,30 | 624,8 | 0,320 | 0,417 |
| | | | | 150 | 12,90 | 762,0 | 0,298 | 0,509 | 14,30 | 628,0 | 0,319 | 0,419 |
| | | | | 210 | 12,20 | 706,8 | 0,299 | 0,472 | 14,40 | 634,0 | 0,318 | 0,423 |
| | | | | 300 | 12,60 | 660,8 | 0,310 | 0,441 | 14,60 | 642,4 | 0,317 | 0,429 |
| | | | | 360 | 12,50 | 611,6 | 0,322 | 0,409 | 14,80 | 644,4 | 0,317 | 0,430 |

Для выяснения влияния проницаемости пласта при прочих одинаковых параметрах фрагмента газоконденсатной залежи математические эксперименты были выполнены на фрагментах с различными проницаемостями. Однако соблюдать идентичные условия для выяснения влияния только проницаемости пласта не представляется возможным, так как:

1. Для получения идентичного удельного притока газоконденсатной смеси с каждого погонного метра фильтра требуется снижение депрессии на пласт.

2. Снижение депрессии на пласт приводит к существенному уменьшению выделения конденсата в призабойной зоне, в результате которого резко увеличивается стабилизация выхода конденсата. Поэтому при выполнении математических экспериментов был использован “поправочный коэффициент” скин-эффект S_R , который приводил к уменьшению производительности скважины и, следовательно, к снижению удельного притока газоконденсатной смеси через каждый погонный метр. По этой причине не удастся однозначно установить влияние проницаемости пласта на продолжительность стабилизации выхода конденсата и на производительность газоконденсатных скважин.

Результаты математических экспериментов по изучению интенсивности насыщения призабойной зоны конденсатом при различных проницаемостях пласта и содержаниях конденсата в пластовом газе приведены в таблице 3.3.

Из данных, приведенных в таблице 3.3, следует, что на интенсивность насыщения призабойной зоны выделяющимся в этой зоне конденсатом одновременно повлияли его содержание в газе и величина депрессии на пласт. В частности, при содержании конденсата в газе $Q_{к1}=180$ г/м³ и проницаемости пласта $k_2=20$ мД депрессия на пласт была $\Delta P=12\div 14$ атм., а при $Q_{к2}=318$ г/м³ депрессия была доведена $\Delta P=14\div 18$ атм. Аналогичный рост депрессии на пласт имело место и при проницаемости пласта $k_3=250$ мД.

Эксперименты выполнялись для заданных величин порога подвижности $S_{кп2}=0,2$, $S_{кп3}=0,3$ единицы.

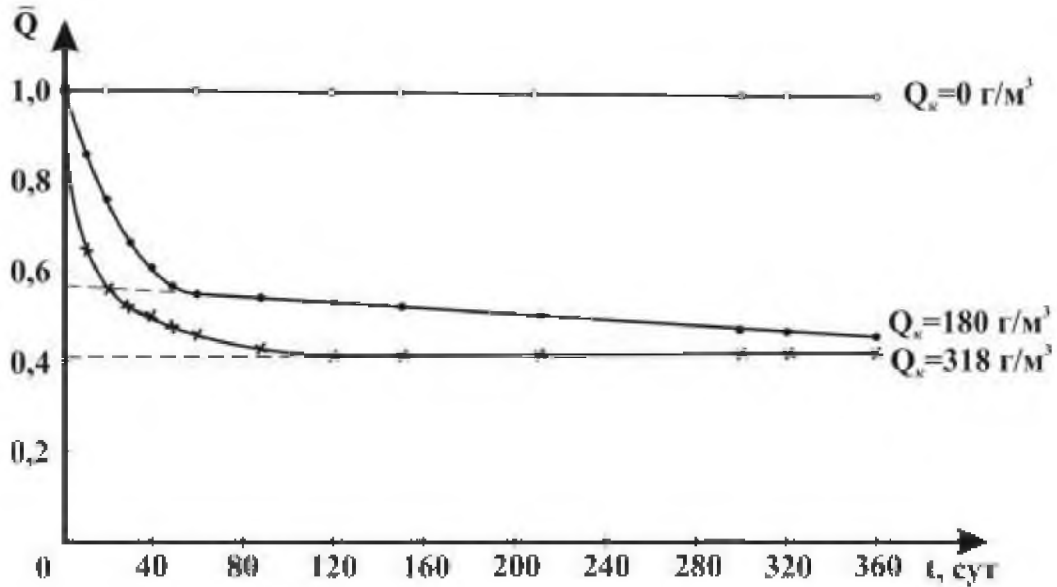


Рисунок 3.2 – Изменение относительного дебита газоконденсатной скважины во времени при $k=50$ мД, пороге подвижности $S_{кп}=0,2$, параметре анизотропии $\alpha=0,3162$; скин-эффекте $S_R=0$ и содержании конденсата в пластовом газе $Q_{к1}=180$ и $Q_{к2}=318$ г/м³ и его потерях в пласте $Q_{к.пот.1}=54$ и $Q_{к.пот.2}=95,4$ г/м³.

Таблица 3.3 – Исходные данные и результаты экспериментов по изучению влияния проницаемости пласта на продолжительность насыщения при $Q_{к1}=180$ г/м³ и $Q_{к2}=318$ г/м³ и относительного дебита.

| Проницаемость пласта k , мД | Содержание конденсата в газе $Q_{к1}$, г/м ³ | Депрессия на пласт ΔP , атм. | Содержание конденсата в газе $Q_{к2}$, г/м ³ | Депрессия на пласт ΔP , атм. | Продолжительность t , сут. при $S_{кп}=0,2$ единицы | | \bar{Q} при $S_{кп}=0,3$ единицы | | Продолжительность t , сут. при $S_{кп}=0,2$ единицы | | \bar{Q} при $S_{кп}=0,3$ единицы | |
|-------------------------------|--|--------------------------------------|--|--------------------------------------|---|-------------------------------|------------------------------------|-------------------------------|---|-------------------------------|------------------------------------|-------------------------------|
| | | | | | $Q_{к1}=180$ г/м ³ | $Q_{к2}=318$ г/м ³ | $Q_{к1}=180$ г/м ³ | $Q_{к2}=318$ г/м ³ | $Q_{к1}=180$ г/м ³ | $Q_{к2}=318$ г/м ³ | $Q_{к1}=180$ г/м ³ | $Q_{к2}=318$ г/м ³ |
| 50 | 180 | 12,40 | 318 | 14,00 | 90 | 50 | 0,530 | 0,525 | 220 | 100 | 0,500 | 0,500 |
| 50 | 180 | 13,32 | 318 | 14,94 | 90 | 45 | 0,530 | 0,525 | 220 | 100 | 0,500 | 0,500 |
| 250 | 180 | 14,00 | 318 | 17,33 | 110 | 45 | 0,520 | 0,525 | 210 | 100 | 0,521 | 0,500 |
| 250 | 180 | 14,98 | 318 | 18,63 | 110 | 45 | 0,520 | 0,525 | 210 | 100 | 0,521 | 0,500 |

Увеличение порога подвижности с $S_{кп2}=0,2$ единицы до $S_{кп3}=0,3$ единицы привело к росту продолжительности насыщения выпавшим конденсатом при $k_2=20$ мД и $Q_{к1}=180$ г/м³ до $t_{ст.в.ых}=220$ дней, а при $Q_{к2}=318$

г/м³ до $t_{\text{ст.вых}}=100$ дней. Прирост проницаемости до $k_3=250$ мД с учетом роста скин-эффекта до величины $S_R=50$ единиц практически не повлиял на продолжительность насыщения призабойной зоны пласта выпавшим конденсатом и, как следует из данных таблицы 3.3, также оказалась $t_{\text{ст.вых}}=210$ дней и $t_{\text{ст.вых}}=100$ суток при содержаниях конденсата в пластовом газе $Q_{K1}=180$ г/м³ и $Q_{K2}=318$ г/м³ соответственно.

Математические эксперименты, проведенные с целью выяснения влияния скин-эффекта на интенсивность насыщения призабойной зоны пласта выделяющимся в этой зоне конденсатом, выполнены при значениях скин-эффекта S_R равных: $S_R=0$, $S_R=5$, $S_R=10$ и $S_R=50$ единиц.

Сущность скин-эффекта S_R включает в себя несовершенства по степени вскрытия пласта вертикальной скважиной и загрязнение призабойной зоны пласта буровым раствором в процессе его вскрытия. Ввод поправочного коэффициента под названием “скин-эффект” исключает возможность однозначного определения газоконденсатной характеристики залежи в зависимости от одного параметра, например, от депрессии на пласт. Принятая величина скин-эффекта, равная $S_R=0$ означает, что скважина совершенна по степени вскрытия пласта и в процессе вскрытия пласта загрязнения призабойной зоны не произошло.

“Скин-эффект”, как правило, имеет положительную величину и уменьшает производительность скважины. Только в редких случаях величина S_R может быть отрицательной, в частности тогда, когда скважина совершенна по степени вскрытия пласта и в скважине проведена работа по интенсификации притока газа, например, кислотная обработка призабойной зоны пласта, представленного карбонатными коллекторами. Использование скин-эффекта позволяет увеличить депрессию на пласт с целью повышения интенсивности насыщения призабойной зоны выделяющимся в этой зоне конденсатом.

Для определения влияния “скин-эффекта” на достоверность газоконденсатной характеристики залежи и на производительность

газоконденсатной скважины должны быть сравнены результаты математических экспериментов, отличающихся только величиной скин-эффекта. В таблице 3.4 приведены результаты математических экспериментов на фрагменте газоконденсатной залежи с исходными данными: проницаемость $k_2=50$ мД, толщина пласта $h_1=56$ м, параметр анизотропии $\alpha=0,3162$, содержание конденсата в газе $Q_{к1}=180$ г/м³ и его потерь в пласте $Q_{к1потерь}=54$ г/м³, а порог подвижности $S_{кп2}=0,2$ единицы. Из данных, приведенных в таблице и показанных на рисунке 3.3, следует, что:

– при скин-эффекте $S_R=0$ единиц интенсивность снижения дебита медленнее, чем при $S_R=5$ единиц;

– стабилизация насыщенности выпавшим конденсатом в размере $S_{кп}=370$ единицы наступает одновременно независимо от величины скин-эффекта;

– при наличии скин-эффекта, равного $S_R=5$ единиц для сохранения дебита скважины на уровне дебита, полученного при $S_R=0$ единиц, необходимо увеличить депрессии на пласт с $\Delta P=12,7$ атм. при $S_R=0$ единиц до $\Delta P=16,2$ атм. при $S_R=5$ единиц.

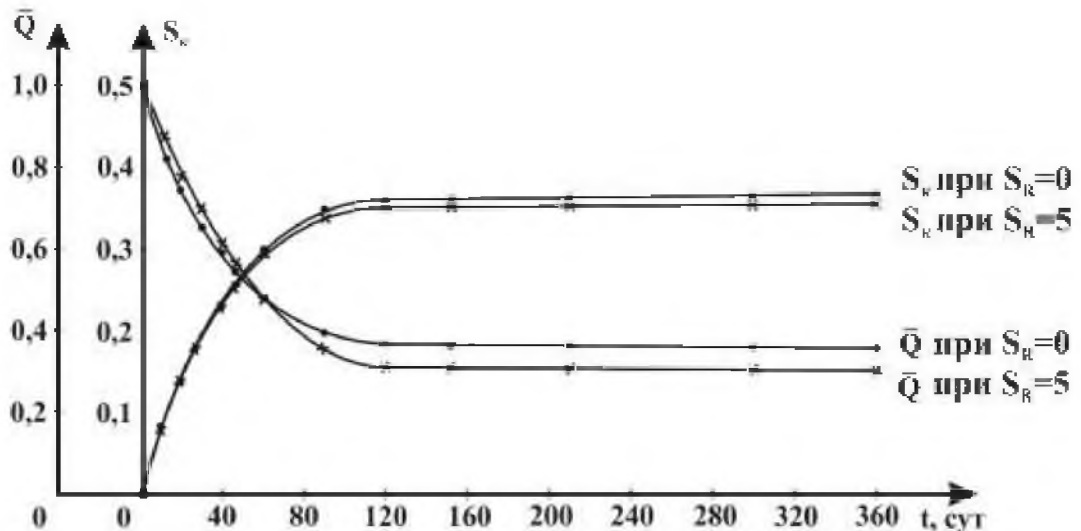


Рисунок 3.3 – Изменение во времени насыщения призабойной зоны выпадающим конденсатом и дебита вертикальной скважины в результате создания депрессии на пласт при скин-эффектах $S_R=0$ и $S_R=5$ единиц, $k=50$ мД, $h=56$ м, $Q_{к1}=180$ г/м³, $Q_{к1пот}=54$ г/м³ и $\alpha=0,3162$.

3.2 Математические эксперименты, выполненные при фильтрации газа и конденсата в окрестности горизонтальной скважины

Конструктивные особенности горизонтальных скважин обуславливают необходимость учета изменчивости при газоконденсатных исследованиях таких скважин следующих факторов:

- забойного давления по длине горизонтального участка ствола и его влияния на интенсивность выделения конденсата на этом участке;
 - удельного притока газоконденсатной смеси на каждый погонный метр горизонтального участка ствола;
 - процесса выделения, накопления и частичного выноса выпавшего в призабойной зоне конденсата, обуславливающая переменность степени насыщения этой зоны конденсатом;
 - начала движения выпавшего конденсата по длине горизонтального участка;
- и других факторов.

При разработке газоконденсатных месторождений с применением только горизонтальных скважин качественный контроль изменения газоконденсатной характеристики возможен при проведении работ в заранее выбранных опорных горизонтальных скважинах, обеспечивающих возможность контролировать изменения газоконденсатной характеристики залежи по толщине и площади месторождения. Такой контроль может быть обеспечен при соответствующем вскрытии отдельных интервалов газоносности по толщине горизонтальным стволом. Считают, что для контроля изменения газоконденсатной характеристики залежи при ее освоении горизонтальными скважинами, в проекте разработки газоконденсатных месторождений должны быть обоснованы и выбраны опорные скважины, их оборудования и вскрытия ими отдельных интервалов по структуре залежи, а также рекомендованы периодичность и число скважин для проведения контрольных газоконденсатных исследований.

Таблица 3.4 – Исходные данные и результаты математических экспериментов для определения влияния скин-эффекта на стабильный выход конденсата и на производительность вертикальной газоконденсатной скважины.

| Толщина пласта h , м | Проницаемость пласта k , мД | Содержание конденсата в газе $Q_{кв}$, г/м ³ | Потери конденсата в пласте $Q_{кпотерь}$, г/м ³ | Параметр анизотропии α , дол.ед. | Число дней работы скважины t , сут | Порог подвижности выпавшего конденсата $S_{кп2}=0,2$ единиц и скин-эффект $S_R=0$ единиц | | | | Порог подвижности выпавшего конденсата $S_{кп2}=0,2$ единиц и скин-эффект $S_R=5$ единиц | | | |
|---------------------------|-------------------------------------|--|--|---|---|--|------------------------------------|-------------------|---|--|------------------------------------|-------------------|---|
| | | | | | | ΔP , атм. | Q_r , тыс.м ³ /сут | $S_{кв}$, дол.ед | $\bar{Q} = \frac{Q_{г.тек}}{Q_{г.нач}}$ | ΔP , атм. | Q_r , тыс.м ³ /сут | $S_{кв}$, дол.ед | $\bar{Q} = \frac{Q_{г.тек}}{Q_{г.нач}}$ |
| 56 | 50 | 180 | 54 | 0,3162 | 1 | 12,72 | 1496,4 | 0,009 | 1,000 | 16,32 | 1496,4 | 0,009 | |
| | | | | | 3 | 13,12 | 1431,6 | 0,025 | 0,957 | 16,82 | 1429,2 | 0,025 | |
| | | | | | 7 | 13,32 | 1329,2 | 0,054 | 0,888 | 17,02 | 1327,6 | 0,054 | |
| | | | | | 11 | 13,02 | 1247,2 | 0,079 | 0,833 | 16,72 | 1245,6 | 0,079 | |
| | | | | | 16 | 12,62 | 1166,4 | 0,108 | 0,779 | 16,32 | 1164,8 | 0,108 | |
| | | | | | 21 | 12,70 | 1120,8 | 0,133 | 0,749 | 17,00 | 1150,0 | 0,135 | |
| | | | | | 27 | 12,40 | 1056,8 | 0,162 | 0,706 | 16,40 | 1048,4 | 0,163 | |
| | | | | | 30 | 12,45 | 1031,2 | 0,176 | 0,689 | 16,25 | 1013,2 | 0,173 | |
| | | | | | 40 | 13,00 | 978,0 | 0,224 | 0,653 | 16,95 | 945,6 | 0,219 | |
| | | | | | 50 | 12,90 | 876,8 | 0,263 | 0,586 | 16,05 | 810,4 | 0,252 | |
| | | | | | 60 | 12,50 | 734,0 | 0,307 | 0,490 | 16,90 | 721,2 | 0,295 | |
| | | | | | 90 | 13,00 | 581,2 | 0,305 | 0,388 | 16,60 | 540,4 | 0,345 | |
| | | | | | 120 | 12,70 | 544,4 | 0,370 | 0,364 | 16,20 | 472,8 | 0,365 | |
| | | | | | 150 | 12,70 | 541,2 | 0,370 | 0,362 | 16,20 | 462,4 | 0,367 | |
| | | | | | 210 | 12,70 | 537,6 | 0,370 | 0,352 | 16,20 | 459,2 | 0,368 | |
| | | | | | 300 | 12,90 | 531,6 | 0,372 | 0,355 | 16,30 | 456,4 | 0,368 | |
| | | | | | 360 | 12,90 | 526,0 | 0,373 | 0,351 | 16,30 | 454,0 | 0,369 | |

Из изложенных выше условий, связанных с конструктивными особенностями горизонтальных скважин следует, что процессы выделения, накопления и частичного выноса из призабойной зоны конденсата по длине горизонтального участка ствола, путем геолого-математического моделирования полосообразных фрагментов газоконденсатных залежей с различными емкостными и фильтрационными свойствами. Следует подчеркнуть, что полученные на полосообразном фрагменте залежи результаты по стабилизации выхода конденсата и на снижение производительности горизонтальных скважин не могут быть перенесены на горизонтальные скважины при их веерном размещении на структуре, так как при таком размещении горизонтальных газоконденсатных скважина процесс выделения, накопления и частичного выноса конденсата из призабойной зоны весьма существенно влияют: взаимодействие скважин вблизи центра веера, величины депрессий, создаваемых в скважинах, их число на веере, радиус сектора, приходящийся на долю скважин, а также полнота вскрытия сектора горизонтальным стволом. При дренировании горизонтальным стволом не полностью вскрытый фрагмент в виде сектора одновременно имеет место первая фаза, т.е. распространение возмущения, созданного в скважине по направлению к контуру сектора и вторая фаза, т.е. истощение залежи по направлению к углу сектора (рисунок 3.4). Это означает, что по длине горизонтального участка ствола к скважине притекает газоконденсатная смесь с неодинаковым содержанием конденсата в газе.

Учет влияния многочисленных геологических, технических и технологических факторов на процессы выделения, накопления и частичного выноса выпавшего в призабойной зоне пласта вскрытого горизонтальным стволом на результаты газоконденсатных исследований возможен только путем моделирования поставленной задачи и ее численного решения. Выбор вариантов для изучения поставленной задачи, на примере полосообразного фрагмента, осуществлен с позиции влияния выделения, накопления и частичного выноса выпавшего в призабойной зоне конденсата при

применении горизонтальных скважин на стабильный выход конденсата и на их производительность осуществлен по следующим параметрам:

- проницаемость газоконденсатных месторождений;
- содержание конденсата в пластовом газе и его потерь в пласте;
- длина горизонтального участка ствола;
- величина создаваемой депрессии на пласт;
- порог подвижности выпавшего конденсата
- величин скин-эффекта и параметра анизотропии.

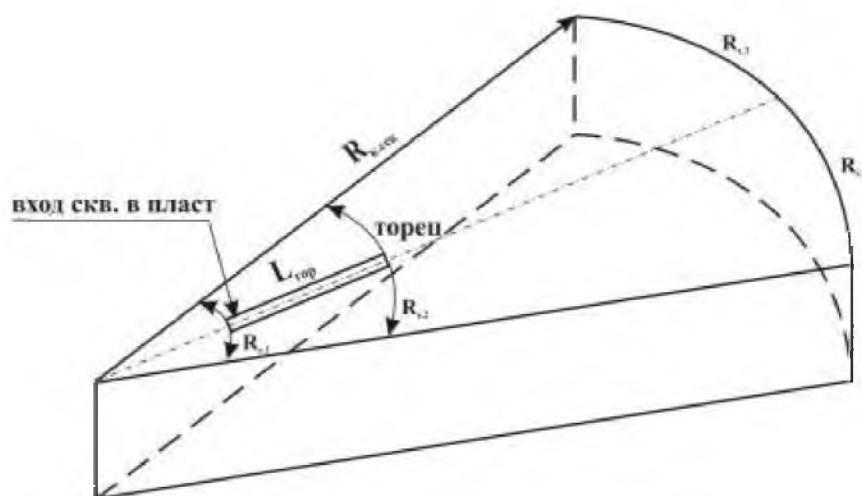


Рисунок 3.4 – Схема зоны дренирования горизонтальной скважиной при веерно-кустовом размещении.

По величине проницаемости пласта газоконденсатного месторождения рассмотрены 2 варианта, в частности: рассмотрены фрагменты месторождений с проницаемостями $k_1=10$ мД и $k_2=50$ мД. Математические эксперименты с пластом проницаемостью $k_3=250$ мД, который был использован при вскрытии пласта вертикальной скважиной, не проведены с применением горизонтальных скважин. Это связано с тем, что даже при использовании вертикальных скважин для определения выпадения конденсата в призабойной зоне на процесс стабилизации выхода конденсата и на производительность газоконденсатной скважины для создания необходимой депрессии на пласт потребовалось использование поправочного коэффициента, т.е. скин-эффекта S_R равного $S_R=50$ единиц.

При проницаемости пласта $k_3=250$ мД для достижения дебита горизонтальной скважины, равного $Q_r=2 \cdot 10^6$ м³/сут. при $L_r=500$ м создаваемая на пласт депрессия составляет весьма небольшую величину, при которой конденсат выделяется в кратно меньше раз, чем выделение конденсата при работе вертикальной скважины.

Весьма небольшое выделение конденсата в призабойной зоне горизонтального ствола приводит к резкому увеличению продолжительности процесса насыщения призабойной зоны конденсатом достаточного для начала движения выпавшего конденсата.

Для двух различных проницаемостей фрагмента газоконденсатной залежи были проведены эксперименты, отличающиеся порогом подвижности выпавшего конденсата. В частности, выполнены варианты с порогами подвижности конденсата при проницаемости $k_1=10$ мД и $k_2=50$ мД $S_{кп}=0,1; 0,3$ и $0,4$ единицы. В отличие от экспериментов, выполненных с использованием вертикальных скважин при пороге подвижности $S_{кп}=0,2$ математические эксперименты с горизонтальным стволом при $S_{кп}=0,2$ не проведены, так как эксперименты с использованием горизонтальных скважин при порогах подвижности выпавшего конденсата $S_{кп}=0,1$ и $S_{кп}=0,3$ характеры снижения дебита оказались близкими.

Для выяснения скин-эффекта на процесс стабилизации выхода конденсата при газоконденсатных исследованиях и на производительности горизонтальных скважин математические эксперименты выполнены для двух значений скин-эффекта равных $S_R=0$ и $S_R=10$. Результаты этих экспериментов будут показаны далее.

Влияние содержания конденсата в пластовом газе на продолжительность процесса выделения, накопления и частичного выноса конденсата из призабойной зоны, следовательно, на стабилизацию выхода и входа конденсата и на производительность скважины было изучено для двух значений содержания конденсата в газе, в частности для $Q_k=180$ г/м³ и $Q_k=318$ г/м³. При этом для этих содержаний потери конденсата в пласте были

приняты 30% от потенциального содержания конденсата, которые оказались $Q_{к1\text{потерь}}(180)=54 \text{ г/м}^3$ и $Q_{к2\text{потерь}}(318)=95,4 \text{ г/м}^3$. С такими содержаниями конденсата в пластовом газе эксперименты выполнены на фрагменте залежи с проницаемостью $k_2=50 \text{ мД}$.

Низкая продуктивность горизонтальных скважин тесно связана с величиной параметра анизотропии $\alpha=[k_v/k_r]^{0,5}$. Для выяснения влияния параметра анизотропии на процесс стабилизации выхода конденсата и на производительность горизонтальных скважин математические эксперименты были проведены при значениях параметра анизотропии равных $\alpha=1,0$ и $\alpha=0,3162$. Известно, что приток газоконденсатной смеси к вертикальному стволу происходят при плоскорадиальной фильтрации по проницаемости в горизонтальном направлении, а к горизонтальному стволу в основном по проницаемости в вертикальном направлении. Поэтому при прочих одинаковых параметрах, используемых фрагментов, параметр анизотропии снижает производительность в 3 раза при его значении $\alpha=0,3162$. Это снижение позволяет для получения необходимой производительности горизонтальной скважины повысить величину депрессии на пласт, обеспечивая при этом рост выделения конденсата в призабойной зоне, а также снижение величины скин-эффекта S_R и используемого для повышения депрессии на пласт. Объективная величина параметра анизотропии, как правило, меньше единицы и более реально отражает фильтрацию газоконденсатной смеси. При использовании горизонтальной скважины приток к стволу с проницаемостью в горизонтальном направлении происходит только в пределах диаметра горизонтального участка ствола (рисунок 3.5).

Для установления влияния длины горизонтального ствола на характер изменения относительного дебита горизонтальной скважины и на стабилизацию выхода конденсата при газоконденсатных исследованиях математические эксперименты были выполнены для двух длин горизонтального участка $L_{r1}=500 \text{ м}$ и $L_{r2}=1000 \text{ м}$. При небольшой длине

горизонтального участка для получения приемлемого дебита горизонтальной скважины следует увеличивать депрессию на пласт, от величины которой зависит количество выделяющегося конденсата в призабойной зоне. Поэтому увеличение длины горизонтального участка, при приемлемой величине дебита приводит к необходимости уменьшения депрессии на пласт. В результате этого происходит существенное увеличение продолжительности процесса выделения, накопления и частичного выноса выпавшего в призабойной зоне конденсата до достижения им насыщенности этой зоны равной величине порога подвижности. Поэтому с позиции технологии газоконденсатных исследований увеличение длины горизонтального участка не всегда целесообразно.

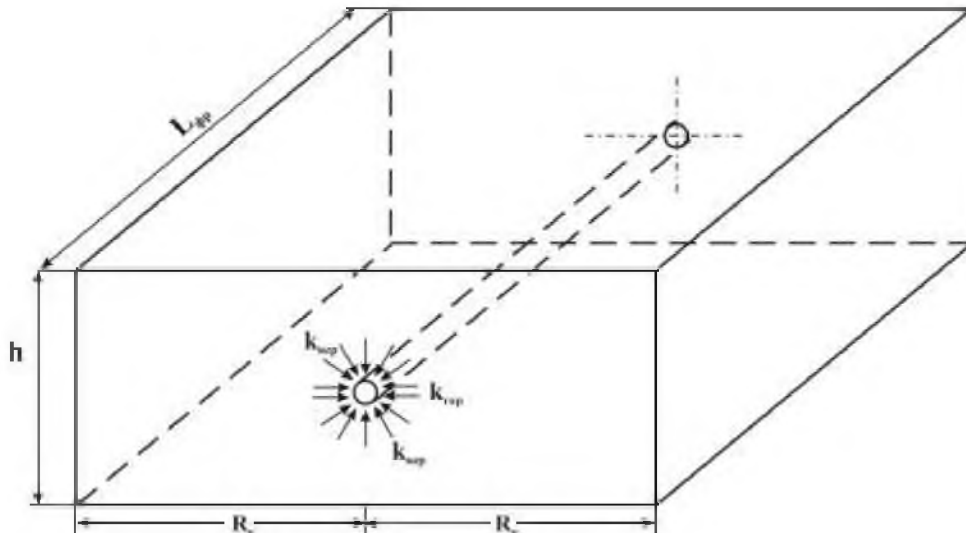


Рисунок 3.5 – Схема направлений линий тока к горизонтальному стволу с проницаемостями $k_{гор}$ и $k_{вер}$.

Перечисленные выше варианты математических экспериментов в данной работе позволили установить влияние основных факторов, наиболее существенно искажающих характер стабилизации выхода конденсата в процессе газоконденсатных исследований и снижение дебита горизонтальной газоконденсатной скважины в результате выпадения конденсата в призабойной зоне. Абсолютные величины принятых при моделировании параметров, в частности: проницаемости, толщины пласта, термобарических параметров $P_{пл}$ и $T_{пл}$, содержания конденсата в пластовом газе, его потери в

пласте, выход в процессе разработки, создаваемых депрессий на пласт, параметра анизотропии, величины скин-эффекта, производительности вертикальных и горизонтальных скважин позволяют обоснованно утверждать о зависимостях выхода конденсата и относительных дебитах \bar{Q} скважин от каждого из перечисленных факторов и выдать весьма объективные рекомендации в диапазоне изменения принятых при моделировании параметров.

Для изучения влияния выделения, накопления и частичного выноса конденсата из призабойной зоны пласта, вскрытого горизонтальным стволом на газоконденсатные характеристики залежи, были выполнены следующие математические эксперименты (таблицу 3.5.).

$V_{\Gamma}h_1k_2\alpha_1L_1S_{R3}Q_{к1}S_{кп1}$ – вариант, выполненный на фрагменте, вскрытого горизонтальным стволом с толщиной $h_1=56$ м, проницаемостью $k_2=50$ м, параметром анизотропии $\alpha_1=0,3162$, длиной горизонтального участка ствола $L_1=500$ м, величиной скин-эффекта $S_{R3}=10$ единиц, содержанием конденсата в газе $Q_{к1}=180$ г/м³, его потерями в пласте $Q_{к1\text{потерь}}=54$ г/м³ и порогом подвижности выпавшего в призабойной зоне конденсата $S_{кп1}=0,1$ единица. Результаты эксперимента с перечисленными выше исходными данными приведены в таблице 3.6.

$V_{\Gamma}h_1k_2\alpha_1L_1S_{R3}Q_{к1}S_{кп3}$ – является аналогом предыдущего варианта и отличается от него только величиной порога подвижности, которая в рассматриваемом случае принята равной $S_{кп3}=0,3$ единицы и результаты эксперимента по этому варианту приведены в таблице 3.6.

$V_{\Gamma}h_1k_2\alpha_1L_1S_{R3}Q_{к1}S_{кп4}$ – отличается от предыдущих вариантов только величиной порога подвижности, которая принята равной $S_{кп4}=0,4$ единицы. При этом варианте результаты эксперимента приведены в таблице 3.6.

$V_{\Gamma}h_1k_2\alpha_2L_1S_{R3}Q_{к1}S_{кп1}$ – является аналогом $V_{\Gamma}h_1k_2\alpha_1L_1S_{R3}Q_{к1}S_{кп1}$ и отличается только величиной параметра анизотропии, который принят равным $\alpha_2=1,0$ взамен $\alpha_1=0,3162$. Полученные по этому варианту результаты приведены в таблице 3.7.

$V_{\Gamma}h_1k_2\alpha_2L_1S_{R3}Q_{k1}S_{кп3}$ – этот вариант идентичен с предыдущим вариантом по всем параметрам и отличается от него только величиной порога подвижности $S_{кп3}$, принятого в рассматриваемом случае равным $S_{кп3}=0,3$ единицы. Результаты эксперимента с такими исходными данными приведены в таблице 3.7.

Таблица 3.5 – Варианты математических экспериментов, выполненные с использованием горизонтальных скважин.

| Шифр вариантов | Толщина пласта, h, м | Проницаемость пласта, K, мД | Параметр анизотропии α , дол.ед. | Скин-эффект S_R , дол. ед. | Длина горизонтального участка $L_{г.вс}$, м | Содержание конденсата в пласте, $Q_{к2}$, г/м ³ | Потери конденсата в пласте, $Q_{к2.потерь}$, г/м ³ | Порог подвижности конденсата $S_{кп}$, дол.ед. |
|--|----------------------|-----------------------------|---|------------------------------|--|---|--|---|
| $V_{\Gamma}h_1k_2\alpha_1L_1S_{R3}Q_{k1}S_{кп1}$ | 56 | 50 | 0,3162 | 10 | 500 | 180 | 54 | 0,1 |
| -- $S_{кп3}$ | | | | | | | | 0,3 |
| -- $S_{кп4}$ | | | | | | | | 0,4 |
| $V_{\Gamma}h_1k_2\alpha_2L_1S_{R1}Q_{k1}S_{кп1}$ | 56 | 50 | 1,000 | 0 | 500 | 180 | 54 | 0,1 |
| -- $S_{кп3}$ | | | | | | | | 0,3 |
| -- $S_{кп4}$ | | | | | | | | 0,4 |
| $V_{\Gamma}h_1k_2\alpha_1L_1S_{R3}Q_{k2}S_{кп1}$ | 56 | 50 | 0,3162 | 10 | 500 | 318 | 95,4 | 0,1 |
| -- $S_{кп3}$ | | | | | | | | 0,3 |
| -- $S_{кп4}$ | | | | | | | | 0,4 |
| $V_{\Gamma}h_1k_1\alpha_1L_2S_{R3}Q_{k1}S_{кп1}$ | 56 | 10 | 0,3162 | 10 | 1000 | 180 | 54 | 0,1 |
| -- $S_{кп3}$ | | | | | | | | 0,3 |
| -- $S_{кп4}$ | | | | | | | | 0,4 |
| $V_{\Gamma}h_1k_1\alpha_1S_{R1}Q_{k1}S_{кп1}$ | 56 | 10 | 0,3162 | 0 | 500 | 180 | 54 | 0,1 |
| -- $S_{кп3}$ | | | | | | | | 0,3 |
| -- $S_{кп4}$ | | | | | | | | 0,4 |

$V_{\Gamma}h_1k_2\alpha_2L_1S_{R3}Q_{k1}S_{кп4}$ – этот вариант отличается от вариантов с параметром анизотропии $\alpha_2=0,3162$ единицы только величиной порога подвижности $S_{кп4}$, принятого $S_{кп4}=0,4$ единицы. Данные, полученные при $S_{кп4}=0,4$ единицы, приведены в таблице 3.7.

$V_{\Gamma}h_1k_2\alpha_1L_1S_{R3}Q_{k2}S_{кп1}$ – этот вариант является аналогом варианта $V_{\Gamma}h_1k_2\alpha_1L_1S_{R3}Q_{k1}S_{кп1}$ и отличается от него только величиной содержания конденсата в пластовом газе, которая в данном случае принята равной $Q_{k2}=318$ г/м³, а потери в пласте $Q_{k2.потерь}=95,4$ г/м³ (таблица 3.8).

$V_{\Gamma}h_1k_2\alpha_1L_1S_{R3}Q_{k2}S_{\text{кп}3}$ – идентичен с вариантом $V_{\Gamma}h_1k_2\alpha_1L_1S_{R3}Q_{k2}S_{\text{кп}1}$ и отличается от него только величиной порога подвижности, которая взамен $S_{\text{кп}1}=0,1$, принята равной $S_{\text{кп}3}=0,3$ (таблица 3.8).

$V_{\Gamma}h_1k_2\alpha_1L_1S_{R3}Q_{k2}S_{\text{кп}4}$ – является аналогом по всем параметрам предыдущих двух вариантов и отличается от них только величиной порога подвижности, которая принята в данном случае равной $S_{\text{кп}4}=0,4$ (таблица 3.8).

$V_{\Gamma}h_1k_1\alpha_1L_1S_{R3}Q_{k1}S_{\text{кп}1}$ – является аналогом варианта $V_{\Gamma}h_1k_2\alpha_1L_2S_{R3}Q_{k1}S_{\text{кп}1}$ и отличается от него только величиной проницаемости, которая в рассматриваемом случае принята равной $k_1=10$ мД вместо $k_2=50$ мД. При этом приемлемом дебите газоконденсатной смеси величина депрессии на пласт доведена $\Delta P(k_1)=25,4$ атм. вместо $\Delta P(k_2)=15,1$ атм. Результаты этих экспериментов приведены в таблице 3.9.

$V_{\Gamma}h_1k_1\alpha_1L_1S_{R3}Q_{k1}S_{\text{кп}3}$ – является аналогом варианта $V_{\Gamma}h_1k_1\alpha_1L_1S_{R3}Q_{k1}S_{\text{кп}1}$ и отличаются только величиной порога подвижности $S_{\text{кп}1}$, которая принята вместо $S_{\text{кп}1}=0,1$ равной $S_{\text{кп}3}=0,3$ (таблица 3.9).

$V_{\Gamma}h_1k_1\alpha_1L_1S_{R3}Q_{k1}S_{\text{кп}4}$ – идентичен предыдущим двум вариантам и отличается от них только порогом подвижности, который в рассматриваемом случае принят равным $S_{\text{кп}4}=0,4$ (таблица 3.9).

$V_{\Gamma}h_1k_1\alpha_1L_2S_{R3}Q_{k1}S_{\text{кп}1}$ – является аналогом варианта $V_{\Gamma}h_1k_1\alpha_1L_1S_{R3}Q_{k1}S_{\text{кп}1}$ и отличается от него только длиной горизонтального участка, которая вместо $L_1=500$ м принята в размере $L_2=1000$ м. С учетом принятой длиной горизонтального участка ствола приведена в таблице 3.10.

$V_{\Gamma}h_1k_1\alpha_1L_2S_{R3}Q_{k1}S_{\text{кп}3}$ – отличается от предыдущего варианта только величиной порога подвижности выпавшего конденсата, которая в данном случае принята вместо $S_{\text{кп}1}$ в размере $S_{\text{кп}3}=0,3$ (таблица 3.10).

$V_{\Gamma}h_1k_1\alpha_1L_2S_{R3}Q_{k1}S_{\text{кп}4}$ – идентичен с предыдущими вариантами по длине горизонтального участка, принятой $L_2=1000$ м, но отличается только величиной порога подвижности выпавшего в призабойной зоне конденсата, которая в рассматриваемом случае принята равной $S_{\text{кп}4}=0,4$ (таблица 3.10).

Таблица 3.8 – Исходные данные и результаты математических экспериментов на фрагменте газоконденсатной залежи, вскрытой горизонтальной скважиной с длиной $L_T=500$ м и содержанием конденсата $Q_{к2}=318$ г/м³.

| Толщина пласта h , м | Проницаемость пласта | Содержание конденсата в газе Q_k , г/м ³ | Потери конденсата в пласте $Q_{к.пл}$, г/м ³ | Параметр анизотропии α , дол.ед. | Скин-эффект S_k , дол.ед. | Число дней работы скважины t , сут | Порог подвижности конденсата, выпавшего в призабойной зоне, $S_{кп}=0,1$ | | | | Порог подвижности конденсата, выпавшего в призабойной зоне, $S_{кп}=0,3$ | | | | Порог подвижности конденсата, выпавшего в призабойной зоне, $S_{кп}=0,4$ | | | |
|---------------------------|-------------------------|---|---|---|-----------------------------|---|--|--|---------------------------------------|---|--|--|---------------------------------------|---|--|--|---------------------------------------|---|
| | | | | | | | ΔP , атм. | Q_r , тыс.м ³ / сут | $\frac{S_{к.т}}{S_{к.пов}}$ дол.ед | $\bar{Q} = \frac{Q_{г.тек}}{Q_{г.нач}}$ | ΔP , атм. | Q_r , тыс.м ³ / сут | $\frac{S_{к.т}}{S_{к.пов}}$ дол.ед | $\bar{Q} = \frac{Q_{г.тек}}{Q_{г.нач}}$ | ΔP , атм. | Q_r , тыс.м ³ / сут | $\frac{S_{к.т}}{S_{к.пов}}$ дол.ед | $\bar{Q} = \frac{Q_{г.тек}}{Q_{г.нач}}$ |
| 56 | 50 | 318 | 95,4 | 1 | 10 | 1 | 18,48 | 3297,0 | 0,005/0,009 | 1,000 | 18,48 | 3297,0 | 0,005/0,009 | 1,000 | 18,48 | 3297,0 | 0,005/0,009 | 1,000 |
| | | | | | | 5 | 18,78 | 3177,4 | 0,012/0,025 | 0,964 | 18,78 | 3177,4 | 0,012/0,025 | 0,964 | 18,78 | 3177,4 | 0,012/0,025 | 0,964 |
| | | | | | | 10 | 18,78 | 3122,2 | 0,018/0,043 | 0,947 | 18,78 | 3122,2 | 0,018/0,043 | 0,947 | 18,78 | 3122,2 | 0,018/0,043 | 0,947 |
| | | | | | | 20 | 18,68 | 3018,4 | 0,030/0,076 | 0,915 | 18,68 | 3018,4 | 0,030/0,076 | 0,915 | 18,68 | 3018,4 | 0,030/0,076 | 0,915 |
| | | | | | | 30 | 18,58 | 2912,0 | 0,040/0,102 | 0,883 | 18,58 | 2912,0 | 0,040/0,102 | 0,883 | 18,58 | 2912,0 | 0,040/0,102 | 0,883 |
| | | | | | | 60 | 18,28 | 2648,0 | 0,070/0,165 | 0,803 | 18,28 | 2648,0 | 0,070/0,169 | 0,803 | 18,28 | 2648,0 | 0,070/0,169 | 0,803 |
| | | | | | | 90 | 17,98 | 2412,0 | 0,096/0,189 | 0,731 | 17,98 | 2404,0 | 0,096/0,217 | 0,729 | 17,98 | 2404,0 | 0,096/0,217 | 0,729 |
| | | | | | | 180 | 18,50 | 2088,0 | 0,164/0,210 | 0,633 | 18,40 | 1960,4 | 0,169/0,319 | 0,595 | 18,50 | 1992,6 | 0,174/0,317 | 0,604 |
| | | | | | | 270 | 18,20 | 1929,8 | 0,185/0,213 | 0,585 | 17,70 | 1550,8 | 0,222/0,318 | 0,470 | 18,20 | 1555,2 | 0,228/0,360 | 0,472 |
| | | | | | | 360 | 18,10 | 1860,2 | 0,197/0,217 | 0,564 | 18,40 | 1340,4 | 0,266/0,356 | 0,406 | 17,70 | 1267,2 | 0,268/0,385 | 0,384 |
| | | | | | | 450 | 18,20 | 1839,8 | 0,200/0,219 | 0,558 | 18,00 | 1120,4 | 0,298/0,356 | 0,340 | 18,10 | 1094,6 | 0,299/0,401 | 0,332 |
| | | | | | | 540 | 18,20 | 1830,0 | 0,201/0,220 | 0,555 | 17,60 | 973,8 | 0,322/0,356 | 0,295 | 17,60 | 936,0 | 0,323/0,412 | 0,284 |
| | | | | | | 630 | 18,20 | 1817,8 | 0,204/0,221 | 0,551 | 17,30 | 881,6 | 0,338/0,358 | 0,267 | 17,40 | 818,4 | 0,342/0,420 | 0,248 |
| | | | | | | 720 | 18,30 | 1803,2 | 0,207/0,221 | 0,547 | 17,30 | 834,6 | 0,346/0,360 | 0,253 | 17,40 | 728,2 | 0,357/0,425 | 0,219 |
| | | | | | | 900 | – | – | – | – | – | – | – | – | 17,90 | 625,8 | 0,383/0,425 | 0,190 |
| | | | | | | 1080 | – | – | – | – | – | – | – | – | 17,70 | 527,8 | 0,401/0,430 | 0,160 |
| | | | | | | 1260 | – | – | – | – | – | – | – | – | 17,60 | 462,6 | 0,414/0,430 | 0,140 |

Таблица 3.9 – Исходные данные и результаты математических экспериментов на фрагменты залежи, вскрытой горизонтальной скважиной с длиной $L_{Г1}=500$ м.

| Толщина пласта h , м | Проницаемость пласта | Содержание конденсата в газе Q_k , $\frac{г}{м^3}$ | Потери конденсата в пласте $Q_{к.пл}$, $\frac{г}{м^3}$ | Параметр анизотропии α , додел. | Скин-эффект S_k , додел. | Число дней работы скважины t , сут | Порог подвижности конденсата, выпавшего в призабойной зоне, $S_{кп1}=0,1$ | | | | Порог подвижности конденсата, выпавшего в призабойной зоне, $S_{кп1}=0,3$ | | | | Порог подвижности конденсата, выпавшего в призабойной зоне, $S_{кп1}=0,4$ | | | |
|---------------------------|-------------------------|--|--|--|----------------------------|---|---|--|--------------------------------------|---|---|--|--------------------------------------|---|---|--|--------------------------------------|---|
| | | | | | | | ΔP , атм. | $Q_{г}$, тыс.м ³ / сут | $\frac{S_{к.т}}{S_{к.пов}}$ додел | $\bar{Q} = \frac{Q_{г.тек}}{Q_{г.нач}}$ | ΔP , атм. | $Q_{г}$, тыс.м ³ / сут | $\frac{S_{к.т}}{S_{к.пов}}$ додел | $\bar{Q} = \frac{Q_{г.тек}}{Q_{г.нач}}$ | ΔP , атм. | $Q_{г}$, тыс.м ³ / сут | $\frac{S_{к.т}}{S_{к.пов}}$ додел | $\bar{Q} = \frac{Q_{г.тек}}{Q_{г.нач}}$ |
| 56 | 10 | 180 | 54 | 0,3162 | 10 | 1 | 24,67 | 2546,0 | $\frac{0,003}{0,004}$ | 1,000 | 24,67 | 2546,0 | $\frac{0,003}{0,004}$ | 1,000 | 24,67 | 2546,0 | $\frac{0,003}{0,004}$ | 1,000 |
| | | | | | | 5 | 24,46 | 2078,0 | $\frac{0,006}{0,009}$ | 0,816 | 24,46 | 2078,0 | $\frac{0,006}{0,009}$ | 0,816 | 24,46 | 2078,0 | $\frac{0,006}{0,009}$ | 0,816 |
| | | | | | | 10 | 24,76 | 2027,8 | $\frac{0,009}{0,015}$ | 0,794 | 24,76 | 2022,0 | $\frac{0,009}{0,015}$ | 0,794 | 24,76 | 2027,8 | $\frac{0,009}{0,015}$ | 0,794 |
| | | | | | | 20 | 24,76 | 1968,2 | $\frac{0,016}{0,026}$ | 0,773 | 24,76 | 1968,2 | $\frac{0,016}{0,026}$ | 0,773 | 24,76 | 1968,2 | $\frac{0,016}{0,026}$ | 0,773 |
| | | | | | | 30 | 24,76 | 1933,8 | $\frac{0,021}{0,037}$ | 0,759 | 24,76 | 1933,8 | $\frac{0,021}{0,037}$ | 0,759 | 24,76 | 1933,8 | $\frac{0,021}{0,037}$ | 0,759 |
| | | | | | | 60 | 24,66 | 1890,8 | $\frac{0,037}{0,067}$ | 0,743 | 24,66 | 1890,8 | $\frac{0,037}{0,067}$ | 0,743 | 24,56 | 1890,8 | $\frac{0,037}{0,067}$ | 0,743 |
| | | | | | | 90 | 24,26 | 1818,2 | $\frac{0,052}{0,092}$ | 0,714 | 24,26 | 1818,2 | $\frac{0,052}{0,092}$ | 0,714 | 24,25 | 1818,2 | $\frac{0,052}{0,092}$ | 0,714 |
| | | | | | | 180 | 24,50 | 1700,0 | $\frac{0,092}{0,164}$ | 0,668 | 25,00 | 1790,6 | $\frac{0,102}{0,176}$ | 0,703 | 25,00 | 1790,6 | $\frac{0,102}{0,176}$ | 0,703 |
| | | | | | | 270 | 25,30 | 1652,0 | $\frac{0,137}{0,210}$ | 0,649 | 25,10 | 1625,0 | $\frac{0,143}{0,237}$ | 0,638 | 24,10 | 1625,0 | $\frac{0,143}{0,237}$ | 0,638 |
| | | | | | | 360 | 24,00 | 1488,2 | $\frac{0,171}{0,226}$ | 0,584 | 23,80 | 1454,0 | $\frac{0,178}{0,281}$ | 0,571 | 23,80 | 1454,0 | $\frac{0,178}{0,281}$ | 0,571 |

* Примечание: в столбцах со значениями насыщенности S_k в числителе приведены их величины у торца горизонтального участка ствола, а в знаменателе у начала (входа в пласт) горизонтального ствола.

Из приведенного выше перечня вариантов следует, что изучение влияния выделения, накопления и частичного выноса выпавшего в призабойной зоне пласта конденсата, вскрытого горизонтальной скважиной произведено для установления влияния на результаты исследования горизонтальных скважин на газоконденсатность следующих факторов:

- порога подвижности выпавшего конденсата $S_{кп.i}$;
- параметра анизотропии α_i ;
- длины горизонтального участка ствола $L_{г.i}$;
- содержания конденсата в пластовом газе $Q_{к.i}$.

Как следует из перечисленных выше вариантов влияния: порога подвижности, выпавшего в призабойной зоне конденсата, при любых величинах параметра анизотропии α_i ; длинах горизонтального участка ствола $L_{г.i}$ и содержаниях конденсата в пластовом газе, исследования приведены для трех значения порога подвижности $S_{кп.i}=0,1; 0,3$ и $0,4$ единицы; двух значений α_i , длине ствола $L_{г.i}$ и содержания конденсата $Q_{к.i}$.

Результаты приведенных математических экспериментов по всем перечисленным вариантам приведены в таблицах, где в качестве основных параметров, изменяющихся при выделении, накоплении и частичном выносе из призабойной зоны конденсата величины: насыщенности S_k выпавшим конденсатом призабойной зоны у торца горизонтального участка и у входа ствола в пласт во времени t при различных порогах подвижности выпавшего конденсата $S_{кп.i}$ абсолютные Q и относительные \bar{Q} дебиты по отношению к начальной производительности горизонтальной скважины. Ниже приведены изменения величин $S_{кп.i}$, Q и \bar{Q} во времени при различных значениях принятых параметров, в частности, анизотропии, длинах горизонтального участка, порогах подвижности конденсата и содержаниях конденсата в пластовом газе.

Таблица 3.10 – Исходные данные и результаты математических экспериментов на фрагменты залежи, вскрытой горизонтальной скважиной с длиной $L_{г2}=1000$ м.

| Толщина пласта h , м | Проницаемость пласта | Содержание конденсата в газе Q_k , $\frac{м^3}{м^3}$ | Потери конденсата в пласте $Q_{к.пл}$, $\frac{г}{м^3}$ | Параметр анизотропии α , додел. | Скин-эффект S_k , додел. | Число дней работы скважины t , сут | Порог подвижности конденсата, выпавшего в призабойной зоне, $S_{кп}=0,1$ | | | | Порог подвижности конденсата, выпавшего в призабойной зоне, $S_{кп}=0,3$ | | | | Порог подвижности конденсата, выпавшего в призабойной зоне, $S_{кп}=0,4$ | | | |
|---------------------------|-------------------------|--|--|--|----------------------------|---|--|--|--------------------------------------|---|--|--|--------------------------------------|---|--|--|--------------------------------------|---|
| | | | | | | | ΔP_1 , атм. | $Q_{г}$, тыс.м ³ / сут | $\frac{S_{к.т}}{S_{к.пов}}$ додел | $\bar{Q} = \frac{Q_{г.тек}}{Q_{г.нач}}$ | ΔP_1 , атм. | $Q_{г}$, тыс.м ³ / сут | $\frac{S_{к.т}}{S_{к.пов}}$ додел | $\bar{Q} = \frac{Q_{г.тек}}{Q_{г.нач}}$ | ΔP_1 , атм. | $Q_{г}$, тыс.м ³ / сут | $\frac{S_{к.т}}{S_{к.пов}}$ додел | $\bar{Q} = \frac{Q_{г.тек}}{Q_{г.нач}}$ |
| 56 | 10 | 180 | 54 | 0,3162 | 10 | 1 | 25,27 | 1976,6 | $\frac{0,001}{0,001}$ | 1,000 | 25,27 | 1976,6 | $\frac{0,001}{0,001}$ | 1,000 | 25,27 | 1976,6 | $\frac{0,001}{0,001}$ | 1,000 |
| | | | | | | 5 | 25,40 | 1796,6 | $\frac{0,002}{0,003}$ | 0,909 | 25,40 | 1796,6 | $\frac{0,002}{0,003}$ | 0,909 | 25,40 | 1796,6 | $\frac{0,002}{0,003}$ | 0,909 |
| | | | | | | 10 | 25,11 | 1726,0 | $\frac{0,003}{0,004}$ | 0,873 | 25,11 | 1726,0 | $\frac{0,003}{0,004}$ | 0,873 | 25,11 | 1726,0 | $\frac{0,003}{0,004}$ | 0,873 |
| | | | | | | 20 | 25,31 | 1713,6 | $\frac{0,005}{0,008}$ | 0,867 | 25,31 | 1713,6 | $\frac{0,005}{0,008}$ | 0,867 | 25,31 | 1713,6 | $\frac{0,005}{0,008}$ | 0,867 |
| | | | | | | 30 | 25,41 | 1703,8 | $\frac{0,006}{0,011}$ | 0,862 | 25,41 | 1703,8 | $\frac{0,006}{0,011}$ | 0,862 | 25,41 | 1703,8 | $\frac{0,006}{0,011}$ | 0,862 |
| | | | | | | 60 | 25,61 | 1671,4 | $\frac{0,011}{0,020}$ | 0,845 | 25,81 | 1671,4 | $\frac{0,011}{0,020}$ | 0,845 | 25,61 | 1671,4 | $\frac{0,011}{0,020}$ | 0,845 |
| | | | | | | 90 | 25,61 | 1645,6 | $\frac{0,015}{0,028}$ | 0,832 | 25,81 | 1645,6 | $\frac{0,015}{0,028}$ | 0,832 | 25,61 | 1645,6 | $\frac{0,015}{0,028}$ | 0,832 |
| | | | | | | 180 | 25,51 | 1586,2 | $\frac{0,025}{0,051}$ | 0,802 | 25,51 | 1586,2 | $\frac{0,025}{0,051}$ | 0,802 | 25,51 | 1586,2 | $\frac{0,025}{0,051}$ | 0,802 |
| | | | | | | 270 | 25,31 | 1540,6 | $\frac{0,036}{0,072}$ | 0,779 | 25,31 | 1540,6 | $\frac{0,036}{0,072}$ | 0,779 | 25,31 | 1540,6 | $\frac{0,036}{0,072}$ | 0,779 |
| | | | | | | 360 | 25,21 | 1502,0 | $\frac{0,045}{0,090}$ | 0,760 | 25,21 | 1502,0 | $\frac{0,045}{0,090}$ | 0,760 | 25,21 | 1502,0 | $\frac{0,045}{0,090}$ | 0,760 |

Влияние параметра анизотропии α на продолжительность стабилизации выхода конденсата исследовано для трех значений порога подвижности выпавшего конденсата равных $S_{кп1}=0,1$; $S_{кп3}=0,3$ и $S_{кп4}=0,4$ на фрагментах газоконденсатной залежи при $\alpha_1=0,3162$ и $\alpha_2=1,0$; при содержании конденсата в газе $Q_{к1}=180$ г/м³, проницаемости пласта $k_2=50$ мД и при скин-эффектах $S_{R3}=10$ и $S_{R1}=0$ и длине горизонтального участка $L_{Г1}=500$ м.

Результаты экспериментов с одинаковыми исходными данными, отличающимися только величиной параметра анизотропии, а также создаваемых депрессий на пласт приведены в таблицах 3.6 и 3.7. Снижение величины депрессии на пласт при параметре анизотропии $\alpha_2=1$ связано с тем, что при такой величине параметра анизотропии даже с депрессией на пласт равной $\Delta P \approx 6,3$ атм. начальный дебит скважины оказался $Q(\alpha=1)=3929,4$ тыс.м³/сут и больше дебита полученного при $\alpha=0,3162$ и депрессии на пласт $\Delta P(0,3162) \approx 15,2$ атм. $Q(\alpha=0,3162)=3262,0$ тыс.м³/сут. Следует отметить, что скважины депрессии на пласт с $\Delta P(\alpha=0,3162) \approx 15,2$ атм до $\Delta P(\alpha=1) \approx 6,3$ атм приводит к уменьшению выделения в призабойной зоне конденсата и поэтому однозначно происходящие изменения насыщенности этой зоны выпавшим конденсатом и производительности скважины отнести к влиянию только параметра анизотропии на процесс выделения, накопления и частичного выноса конденсата из призабойной зоны не допустимо. При этом следует подчеркнуть, что уменьшение депрессии на пласт на

$$\frac{\Delta P(\alpha=0,3162)}{\Delta P(\alpha=1)} = \frac{15,2}{6,3} = 2,4 \text{ раза}$$

и увеличение при этом начального дебита скважины с $Q(\alpha=0,3162)=3262,0$ до $Q(\alpha=1)=3929,4$ тыс.м³/сут способствует к росту количества выделяющегося в призабойной зоне конденсата за единицу времени, в результате которого происходит более интенсивное насыщения этой зоны выпавшим конденсатом. Поэтому продолжительность процесса стабильного выхода конденсата при различных параметрах анизотропии при $\alpha=1,0$ и пороге подвижности выпавшего в

призобойной зоне конденсата $S_{кп1}=0,1$ у начального участка горизонтального ствола $t_{ст}=310$ дней, а при $\alpha=0,3162$ $t_{ст}\approx 450$ дней.

При порогах подвижности выпавшего конденсата $S_{кп3}=0,3$ и $S_{кп4}=0,4$ единицы за время $t=360$ дней значение насыщенности не доходит до величины, необходимой для движения выпавшего конденсата (таблицы 3.6 и 3.7) как при $\alpha=1,0$, так и при $\alpha=0,3162$ единицы.

Следует также подчеркнуть, что у торца горизонтального ствола (числа в числителе по насыщенности S_k таблиц 3.6 и 3.7) до величины порога подвижности $S_{кп}$ достигает только при $S_{кп1}=0,1$ через $t_{ст}=720$ дней. Из сравнения данных, приведенных в названных выше таблицах, следует, что уменьшение параметра анизотропии с $\alpha=1,0$ до $\alpha=0,3162$ единицы приводит к росту продолжительности процесса стабильного выхода конденсата при газоконденсатных исследованиях.

Влияние содержание конденсата в газе Q_k на процесс стабилизации выхода конденсата изучено при исходных данных фрагмента газоконденсатной залежи вскрытого горизонтальным стволом равных $k_2=50$ мД, $S_{R3}=10$ единиц, параметр анизотропии $\alpha=0,3162$, $L_{Г1}=500$ м и содержаниях конденсата в газе $Q_{к1}=180$ г/м³ и $Q_{к2}=318$ г/м³, и потерях в пласте $Q_{к1\text{потерь}}=54$ г/м³ и $Q_{к2\text{потерь}}=95,4$ г/м³. Результаты этих экспериментов приведены в таблице 3.11. Из сравнения данных, приведенных в таблице 3.11 и показанных на рисунке 3.6, следует, что при пороге подвижности выпавшего конденсата $S_{кп3}=0,3$ единицы и $Q_{к1}=180$ г/м³ полный вынос выпадающего конденсата происходит за время равное $t_{ст}=1080$ дней у входа горизонтального ствола в пласт, а у его торца насыщенность не достигает величины, при которой конденсат полностью выносятся.

Для значений порога подвижности выпавшего конденсата $S_{кп3}=0,3$ и $S_{кп4}=0,4$ единицы насыщенности не достигает порогов подвижности за отмеченное выше время $t_{ст}\leq 360$ дней (таблица 3.6 величины S_k). Увеличение содержания конденсата в пластовом газе до $Q_{кГ}=318$ г/м³ приводит к продолжительности времени со стабильным выходом конденсата у торца

ствола равной $t_{ст.тор} = 360$ дней, а у входа в пласт $t_{ст.вход} = 180$ дней. При содержании конденсата в газе $Q_{к2} = 318$ г/м³ и пороге подвижности выпавшего конденсата $S_{кп1} = 0,1$ условие для полного выноса конденсата у входа ствола в пласт достигается за время работы скважины равный $t_{ст.вход} = 180$ дней, а у торца ствола за $t_{ст.тор} = 450$ дней. При пороге подвижности $S_{кп3} = 0,3$ единицы и содержании конденсата в газе $Q_{к2} = 318$ г/м³ условие полного выноса конденсата выпавшего в призабойной зоне у входа ствола в пласт выполняется за $t_{ст.вход} = 630$ дней, а у торца за $t_{ст.тор} = 900$ дней.

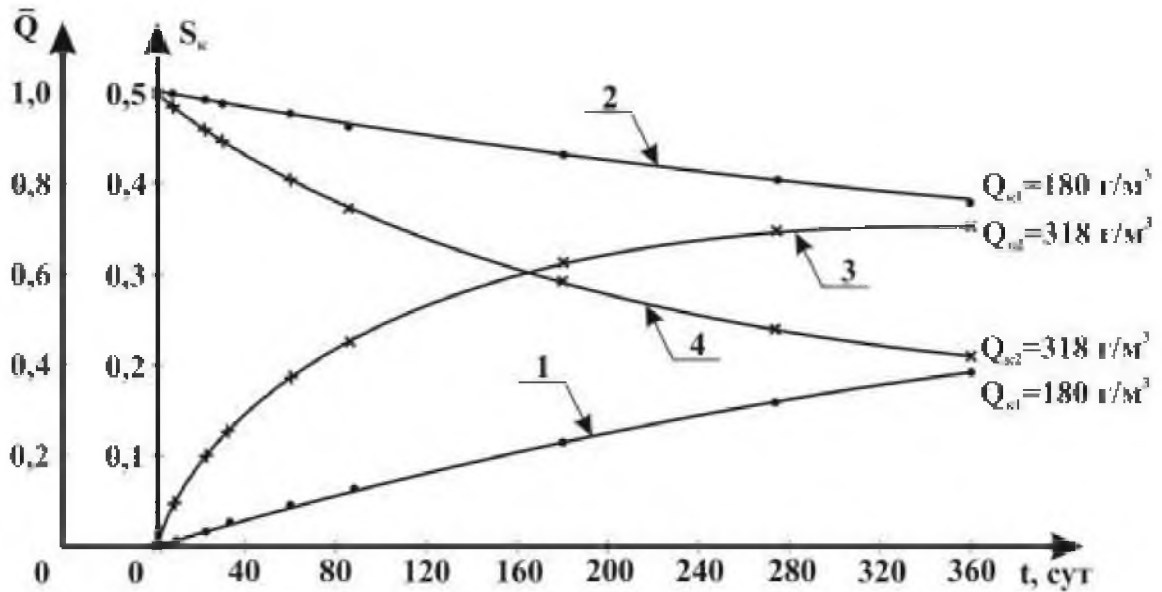


Рисунок 3.6 – Изменение во времени насыщенности призабойной зоны выделяющимся конденсатом и относительного дебита скважины при $k_2 = 50$ мД, $S_R = 10$ единиц, $\alpha = 0,3162$; при содержаниях конденсата $Q_{к1} = 180$ г/м³ (линии 1,2) и $Q_{к2} = 318$ г/м³ (линии 3,4).

При пороге подвижности выпавшего конденсата $S_{кп4} = 0,4$ стабилизации выхода конденсата составляет у входа в пласт $t_{ст.вход} = 900$ дней, а у торца за $t_{ст.тор} \approx 1440$ дней.

Следует подчеркнуть, что интенсивность насыщения призабойной зоны выпавшим конденсатом для достижения условия “полного” выноса конденсата существенно замедляется. Так, например, при заданном пороге подвижности $S_{кп1} = 0,1$ насыщения призабойной зоны у входа ствола в пласт за $t = 90$ дней доходит $S_k = 0,189$, а до насыщения конденсатом с $S_k = 0,189$ до $S_k = 0,22$ $\Delta t = t_{540} - t_{90} = 450$ дней. Ранее было отмечено, что порог подвижности

Таблица 3.11 – Исходные данные, принятые при выполнении математических экспериментов по изучению влияния содержания конденсата в пластовом газе на продолжительность стабилизированного выхода конденсата и на производительность горизонтальной скважины длиной $L_{г1}=500$ м.

| Толщина пласта h , м | Проницаемость пласта k , мД | Параметр анизотропии α , дол.ед. | Скин-эффект S_k , дол.ед. | Число дней работы скважины t , сут | Порог подвижности выпавшего конденсата $S_{кл}=0,3$ при $Q_{кл}=180$ г/м ³ и $Q_{клпотерь}=54$ г/м ³ | | | | Порог подвижности выпавшего конденсата $S_{кл}=0,3$ при $Q_{к2}=318$ г/м ³ и $Q_{к2потерь}=94,5$ г/м ³ | | | |
|------------------------|-------------------------------|---|-----------------------------|--------------------------------------|--|------------------------------------|--------------------------------------|--|--|------------------------------------|--------------------------------------|--|
| | | | | | ΔP_1 , атм. | $Q_{г1}$, тыс.м ³ /сут | $\frac{S_{к.т}}{S_{к.пов}}$, дол.ед | $\bar{Q} = \frac{Q_{г.тек}}{Q_{г.нач.}}$ | ΔP_1 , атм. | $Q_{г2}$, тыс.м ³ /сут | $\frac{S_{к.т}}{S_{к.пов}}$, дол.ед | $\bar{Q} = \frac{Q_{г.тек}}{Q_{г.нач.}}$ |
| 56 | 10 | 0,3162 | 10 | 1 | 14,89 | 3262,0 | 0,002 | 1,000 | 18,48 | 3297,0 | 0,009 | 1,000 |
| | | | | 5 | 15,19 | 3147,4 | 0,005 | 0,965 | 18,78 | 3177,4 | 0,025 | 0,964 |
| | | | | 10 | 15,19 | 3124,0 | 0,009 | 0,958 | 18,78 | 3122,2 | 0,043 | 0,947 |
| | | | | 20 | 15,19 | 3090,4 | 0,017 | 0,947 | 18,68 | 3018,4 | 0,076 | 0,915 |
| | | | | 30 | 15,19 | 3067,6 | 0,024 | 0,940 | 18,58 | 2912,0 | 0,102 | 0,883 |
| | | | | 60 | 15,19 | 2994,0 | 0,044 | 0,918 | 18,28 | 2648,0 | 0,169 | 0,803 |
| | | | | 90 | 15,09 | 2930,0 | 0,063 | 0,898 | | 2404,0 | 0,217 | 0,729 |
| | | | | 180 | 14,99 | 2754,0 | 0,111 | 0,844 | 18,40 | 1960,4 | 0,319 | 0,595 |
| | | | | 270 | 14,79 | 2596,0 | 0,151 | 0,796 | 17,70 | 1550,8 | 0,348 | 0,470 |
| | | | | 360 | 14,69 | 2456,0 | 0,182 | 0,752 | 18,40 | 1340,4 | 0,356 | 0,406 |
| | | | | 490 | – | – | – | – | 18,00 | 1120,4 | 0,356 | 0,340 |
| | | | | 540 | – | – | – | – | 17,60 | 973,8 | 0,356 | 0,295 |
| | | | | 630 | – | – | – | – | 17,30 | 881,6 | 0,358 | 0,267 |
| | | | | 720 | – | – | – | – | 17,30 | 834,6 | 0,360 | 0,253 |

выпавшего конденсата означает только начала его движения и для практически полного выноса выпавшего в призабойной зоне конденсата пороги подвижности при $S_{кп.і}=0,1; 0,2; 0,3$ и $0,4$ недостаточны.

С учетом изложенного можно утверждать, что погрешности, допускаемые при изучении газоконденсатной характеристики залежи за пределами порогов подвижностей значительно меньше, чем до достижения насыщенности величины порога подвижности конденсатом. Поэтому в зависимости от фильтрационных и емкостных свойств пористой среды, содержания конденсата в пластовом газе и его потерь в пласте стабилизация выхода конденсата при исследовании на газоконденсатность в большинстве случаев происходит за весьма продолжительное время. Для получения достоверных данных о газоконденсатной залежи необходимо в определенной степени ориентироваться на результаты математических экспериментов, приведенные в данной работе.

Влияние длины горизонтального участка ствола на процесс стабилизации выхода конденсата при газоконденсатных исследованиях и на производительность скважины было изучено по вариантам $V_{г}h_1k_1\alpha_1L_{г1}S_{R3}Q_{к1}S_{кп.і}$ и $V_{г}h_1k_1\alpha_1L_{г2}S_{R3}Q_{к1}S_{кп.і}$ в которых использованы толщина $h_1=56$ м, проницаемость $k_1=10$ мД, параметр анизотропии $\alpha_1=0,3162$; скин-эффект $S_{R3}=10$, содержание конденсата в пластовом газе $Q_{к1}=180$ г/м³ и его потерь в пласте $Q_{к1потер}=54$ г/м³ и начала порогах подвижности выпавшего конденсата $S_{кп.і}=0,1; 0,3$ и $0,4$. В названных выше вариантах отличаются только длины горизонтального участка ствола принятые $L_{г1}=500$ м и $L_{г2}=1000$ м. Результаты этих экспериментов приведены в таблицах 3.9 и 3.10.

Естественно, что при прочих одинаковых параметрах использованных фрагментов и содержания конденсата в пластовом газе и его потерях в пласте, а также идентичных депрессиях на пласт (таблицы 3.9 и 3.10) равных $\Delta P \approx 25$ атм увеличение длины горизонтального участка ствола с $L_{г1}=500$ м до $L_{г2}=1000$ м привело к росту дебита. Поэтому удельные притоки газоконденсатной смеси на погонные метры будут не идентичны. В

частности при начальном дебите скважины $Q=2546$ тыс.м³/сут и длине газоконденсатного ствола $L_{Г1}=500$ м удельный приток составляет $Q(1м)=Q(500м)\backslash 500=2546\backslash 500=5,09$ тыс.м³/сут, а при $L_{Г2}=1000$ м и начальном дебите $Q=1976,6$ тыс.м³/сут удельный дебит на 1 погонный метр составляет $Q(1м)=Q(1000)\backslash 1000=1976,4\backslash 1000=1,9764$ тыс.м³/сут. Снижение удельного притока газоконденсатной смеси при длине $L_{Г2}=1000$ м отчасти связано введением дополнительного поправочного сопротивления через скин-эффект S_R . Поэтому при варианте с длиной $L_{Г2}=1000$ м был использован параметр скин-фактора $S_{R3}=10$, что и является причиной снижения дебита. Естественно, что при уменьшенном удельном притоке на каждый погонный метр процесс выделения, накопления и частичного выноса конденсата происходит менее интенсивно. Такой случай имело место при длине горизонтального участка равной $L_{Г2}=1000$ м.

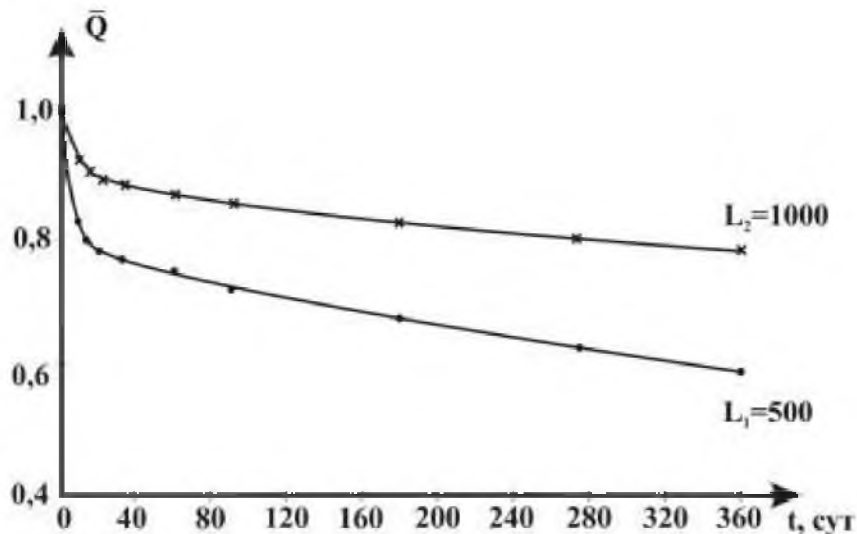


Рисунок 3.7 – Изменение относительных дебитов горизонтальных скважин при $k_1=10$ мД, $Q_{к.1}=180$ г/м³, $\alpha=0,3162$, $S_{R1}=0$ и $S_{R2}=10$ и длинах горизонтальных участков ствола $L_1=500$ м и $L_2=1000$ м.

Из таблицы 3.10 следует, что при пороге подвижности $S_{кп1}=0,1$; $S_{кп3}=0,3$ и $S_{кп4}=0,4$ и $L_{Г1}=500$ м начала движение конденсата происходит только у входа горизонтального в пласт при $S_{кп1}=0,1$ единицы через $t_{свход}=210$ дней, а при $S_{кп3}=0,3$ и $S_{кп4}=0,4$ единицы величина насыщенности конденсатом не достигает значения порога подвижности даже у входа ствола в пласт. У торца ствола насыщенность конденсатом для частичного выноса

конденсата имеет место только для величины $S_{кн1}=0,1$. При длине горизонтального ствола $L_{г2}=1000$ м степень насыщенности до порога подвижности равного $S_{кн1}=0,1$ единицы не достигается даже у входа ствола в пласт и за $t=360$ дней доходит до величины $S_{квх}=0,09$ (рисунок 3.7). Поэтому за $t=360$ дней снижение относительного дебита в результате выделения конденсата в призабойной зоне составляет $\bar{Q}=0,760$ из-за низкой интенсивности насыщения призабойной зоны выделяющемся в этой зоне конденсата эксперимента за пределы времени $t=360$ дней не были продолжены.

3.3 Влияние порога подвижности выпавшего в призабойной зоне конденсата на продолжительность процесса стабилизации его выхода и на производительность скважины

Порог подвижности выпавшего конденсата зависит от: гранулометрического состава пород, его гидрофильности и проницаемости коллектора, остаточной водонасыщенности пористой среды и др. Проведенными математическими экспериментами по изучению влияния выпавшего в призабойной зоне конденсата на продолжительность процесса стабилизации выхода конденсата и на производительность газоконденсатной скважины с различными порогами подвижности установлено, что чем меньше порог подвижности конденсата, тем ниже влияние выпавшего конденсата на процесс стабилизации выхода конденсата и на производительность скважины. Наиболее обширный объем математических экспериментов по изучению влияния выпавшего конденсата на его выход при исследовании скважин на газоконденсатность и на производительность газоконденсатной скважины выполнен при проницаемости пористой среды, равной $k_2=50$ мД, содержании конденсата в пластовом газе $Q_{к1}=180$ г/м³ и его потерях в пласте $Q_{к1,потерь}=54$ г/м³, т.е. 30% от потенциального содержания конденсата в пластовом газе, толщине пласта $h_1=56$ м и скин-эффекте $S_R=0$.

В таблице 2.8 приведены относительные дебиты горизонтальной скважины при порогах подвижности конденсата, равных $S_{кп1}=0,1$; $S_{кп2}=0,2$; $S_{кп3}=0,3$ и $S_{кп4}=0,4$, по достижении которых происходит двухфазное движение газоконденсатной смеси в газообразном состоянии и конденсата. Характер изменения во времени насыщенности призабойной зоны при различных порогах подвижности выпавшего конденсата показан на рисунке 3.8.

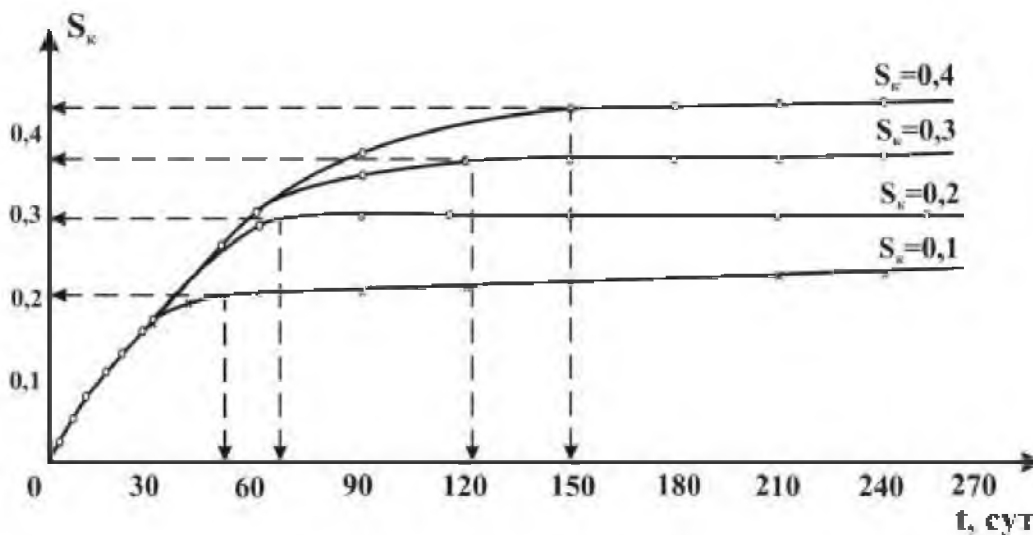


Рисунок 3.8 – Изменение насыщенности призабойной зоны выделившимся конденсатом при $k=50$ мД, $Q_k=180$ г/м³, $Q_{к.лот}=54$ г/м³, $X=2$ м и порогах подвижности $S_{кп}=0,1$; 0,2; 0,3 и 0,4 единицы.

Из приведенных в таблице 2.8 результатов следует, что:

- при практически одинаковых депрессиях на пласт относительный дебит газоконденсатной скважины через 360 дней работы снижается с $\bar{Q}=0,58$ до $\bar{Q}=0,2$ в зависимости от порога подвижности конденсата в диапазоне $0,1 \leq S_{кп} \leq 0,4$;

- как правило, насыщенность конденсатом в призабойной зоне превышает величину порога его подвижности. При заданных значениях порога подвижности $S_{кп1}=0,1$; $S_{кп2}=0,2$; $S_{кп3}=0,3$ и $S_{кп4}=0,4$, где S_k – доля заполнения газонасыщенного объема выпавшим конденсатом, с которого начинается движение конденсата через $t \leq 360$ дней работы газоконденсатной скважины. Для принятых порогов подвижности выпавшего конденсата

$S_{кп}=0,1, 0,2, 0,3, 0,4$ стабилизация выхода конденсата наступает тогда, когда насыщенность составляет $S_k=0,23; 0,32; 0,37; 0,44$ единицы соответственно;

– чем ниже порог подвижности выпавшего конденсата в призабойной зоне конденсата, тем выше дополнительное насыщение этой зоны конденсатом. Например, при пороге подвижности конденсата, равного $S_{кп}=0,1$ единицы, стабилизация выхода конденсата наступает при насыщении $S_k=0,23$ единицы, а при пороге подвижности $S_{кп1}=0,2$ единицы стабилизация выхода конденсата наступает при насыщении $S_k=0,32$ единицы;

– чем меньше порог подвижности выпавшего в призабойной зоне конденсата, тем быстрее наступает стабилизация выхода конденсата и дебита газоконденсатной скважины. Так, например, при пороге подвижности конденсата, принятого равным $S_{кп}=0,1$ единицы, насыщение призабойной зоны конденсатом приводит к снижению производительности скважины. По результатам математических экспериментов установлено, что отношение дебита, полученного при $t=30$ дней Q_{30} к дебиту, полученного $t=90$ дней Q_{90}

составляет $\bar{Q} = \frac{Q_{30}}{Q_{90}} = 1,09$ единиц, а при $t=90$ дней Q_{90} к дебиту $t=90$ дней Q_{360}

составляет $\bar{Q} = \frac{Q_{90}}{Q_{360}} = 1,1$ единиц. Аналогичные относительные дебиты

газоконденсатной скважины при пороге подвижности равной $S_{кп2}=0,2$

составляет $\bar{Q} = \frac{Q_{30}(S_{кп} = 0,2)}{Q_{90}(S_{кп} = 0,2)} = 1,3$ единицы и $\bar{Q} = \frac{Q_{90}(S_{кп} = 0,2)}{Q_{360}(S_{кп} = 0,2)} = 1,29$

единицы. При пороге подвижности $S_{кп3}=0,3$ единицы относительные дебиты

оказались $\bar{Q} = \frac{Q_{90}(S_{кп} = 0,3)}{Q_{360}(S_{кп} = 0,3)} = 1,77$ и $\bar{Q} = \frac{Q_{90}(S_{кп} = 0,3)}{Q_{360}(S_{кп} = 0,3)} = 1,14$ единиц.

Увеличение проницаемости пласта приводит к снижению влияния выпавшего в призабойной зоне конденсата на стабилизацию выхода конденсата и на производительность горизонтальной скважины.

В таблице 3.12 приведены основные результаты математических экспериментов, полученных при исходных данных: проницаемости $k_2=50$ мД,

содержании конденсата в пластовом газе $Q_k=180 \text{ г/м}^3$, его потерях в пласте $Q_{\text{к.потерь}}=54 \text{ г/м}^3$, скин-эффекте $S_R=50$, порогах подвижности конденсата $S_{\text{кп}}=0,1; 0,2; 0,3$ и $0,4$.

Таблица 3.12 – Результаты математических экспериментов, проведенных на модели фрагмента с исходными данными $k=250 \text{ мД}$, $Q_k=180 \text{ г/м}^3$ и $S_R=50$ единиц.

| Число дней работы, т.сут. | Порог подвижности выпавшего конденсата $S_{\text{кп}}=0,2$ | | | | Порог подвижности выпавшего конденсата $S_{\text{кп}}=0,3$ | | | | Порог подвижности выпавшего конденсата $S_{\text{кп}}=0,4$ | | | |
|------------------------------|--|--|---------------------------------|---|--|--|---------------------------------|---|--|--|---------------------------------|---|
| | ΔP , атм. | Q_r , тыс.м ³ / сут | $S_{\text{к}}$, доли ед. | $\bar{Q} = \frac{Q_{\text{г.тек}}}{Q_{\text{г.нач}}}$ | ΔP , атм. | Q_r , тыс.м ³ / сут | $S_{\text{к}}$, доли ед. | $\bar{Q} = \frac{Q_{\text{г.тек}}}{Q_{\text{г.нач}}}$ | ΔP , атм. | Q_r , тыс.м ³ / сут | $S_{\text{к}}$, доли ед. | $\bar{Q} = \frac{Q_{\text{г.тек}}}{Q_{\text{г.нач}}}$ |
| 1 | 15,0 | 1541 | 0,2 | 1,00 | 15,0 | 1541 | 0,2 | 1,00 | 15,0 | 1541 | 0,2 | 1,00 |
| 30 | 14,9 | 1376 | 5,0 | 0,89 | 14,9 | 1376 | 5,0 | 0,89 | 14,9 | 1376 | 5,0 | 0,89 |
| 90 | 14,5 | 1117 | 12,3 | 0,73 | 14,5 | 1117 | 12,3 | 0,73 | 14,5 | 1117 | 12,3 | 0,72 |
| 360 | 14,4 | 663 | 26,0 | 0,43 | 14,3 | 604 | 27,8 | 0,39 | 14,3 | 604 | 27,8 | 0,39 |

Из данных, приведенных в таблице 3.12, следует, что:

– с увеличением порога подвижности призабойной зоны конденсатом относительный дебит скважины и выход конденсата, вызванный влиянием выпавшего конденсата, уменьшается;

– увеличение проницаемости пласта приводит к увеличению относительного дебита газоконденсатной скважины. В частности, из сравнения относительных дебитов при пороге подвижности конденсата, равного $S_{\text{кп}}=0,2$ и проницаемостях $k_2=50 \text{ мД}$ и $k_3=250 \text{ мД}$ следует, что $\bar{Q}(k_2=50)=0,41$ и $\bar{Q}(k_3=250)=0,43$ соответственно, а при $S_{\text{кп}}=0,3$ эти дебиты оказались $\bar{Q}(k_2=50)=0,35$ и $\bar{Q}(k_3=250)=0,39$ единиц. При этом следует учесть, что для получения практически приемлемых дебитов скважины как при наличии в газе конденсата, так и при его отсутствии в пластовом газе был использован исправный коэффициент “скин-эффект” в размере $S_R=50$ единиц. Сущность этого коэффициента заключается в ухудшении параметров призабойной зоны. Возможная некоторая близость относительных дебитов скважины, полученных при $k_2=50 \text{ мД}$ и $k_3=250 \text{ мД}$,

объясняется использованием скин-эффекта. Влияние этого коэффициента на производительность изучено в работах [6] и [7], согласно которым использование скин-эффекта с принятым значением дебита может привести к росту депрессии на пласт до 5,5 раз. Но учитывая, что влияние скин-эффекта имело место, как при наличии, так и при отсутствии конденсата в пластовом газе, можно предположить, что приведенные относительные дебиты при $k_3=250$ мД объективные. Сомнительной может быть только разница в величинах относительных дебитов, получаемых при $k_2=50$ мД и $k_3=250$ мД.

Влияние проницаемости на результаты математических экспериментов по изучению стабилизации выхода конденсата при газоконденсатных исследованиях и снижения производительности газоконденсатной скважины, связанного с выпадением конденсата в призабойной зоне пласта, исследовано и для величины проницаемости $k_1=10$ мД. В таблице 3.13, приведены результаты математических экспериментов, проведенных при исходных данных, равных $k_1=10$ мД, $Q_k=180$ г/м³, его потерях в пласте $Q_{k,потерь}=54$ г/м³, скин-эффекте $S_R=0$.

Из данных, приведенных в таблице 3.13, следует, что:

– снижение проницаемости пласта с $k_2=50$ мД до $k_1=10$ мД, т.е. в 5 раз, насыщенности при пороге подвижности $S_{кп}=0,2$ и $t=360$ суток привело к снижению относительного дебита газоконденсатной скважины с $\bar{Q}=(k_2=50)=0,41$ до $\bar{Q}=(k_1=10)=0,36$ на 11,4%. Увеличение порога подвижности выпавшим конденсатом до $S_{кп}=0,3$ привело к снижению дебита с $\bar{Q}=(k_2=50)=0,35$ до $\bar{Q}=(k_1=10)=0,31$ единиц, а при $S_{кп}=0,4$ с $\bar{Q}(k_2=50)=0,2$ до $\bar{Q}(k_1=10)=0,21$ единиц. Эти данные указывают на снижение разницы относительных дебитов при проницаемостях $k_2=50$ мД и $k_1=10$ мД по мере увеличения порога подвижности выпавшего конденсата. Если при пороге подвижности конденсата в призабойной зоне при $S_{кп}=0,2$ составляло 11,4%, то при $S_{кп}=0,3$ эта разница оказалась $\Delta\bar{Q}(k_2=50)=0,35/0,31=0,113$ единиц или 11,3%;

Таблица 3.13 – Результаты математических экспериментов по установлению характера изменения производительности скважин при различных порогах подвижности конденсата в процессе эксплуатации.

| Число дней работы t, сут. | Порог подвижности выпавшего конденсата $S_{кп}=0,2$ | | | | Порог подвижности выпавшего конденсата $S_{кп}=0,3$ | | | | Порог подвижности выпавшего конденсата $S_{кп}=0,4$ | | | |
|---------------------------|---|---------------------------------|---------------------|--|---|---------------------------------|---------------------|--|---|---------------------------------|---------------------|--|
| | ΔP , атм. | Q_r , тыс.м ³ /сут | $S_{кв}$, доли ед. | $\bar{Q} = \frac{Q_{г.тек}}{Q_{г.нач.}}$ | ΔP , атм. | Q_r , тыс.м ³ /сут | $S_{кв}$, доли ед. | $\bar{Q} = \frac{Q_{г.тек}}{Q_{г.нач.}}$ | ΔP , атм. | Q_r , тыс.м ³ /сут | $S_{кв}$, доли ед. | $\bar{Q} = \frac{Q_{г.тек}}{Q_{г.нач.}}$ |
| 1 | 24,9 | 815 | 0,014 | 1,00 | 24,9 | 815 | 0,014 | 1,00 | 24,9 | 815 | 0,014 | 1,00 |
| 30 | 25,1 | 515 | 0,218 | 0,63 | 25,1 | 515 | 0,218 | 0,63 | 25,1 | 515 | 0,218 | 0,63 |
| 90 | 24,5 | 389 | 0,317 | 0,48 | 24,9 | 269 | 0,386 | 0,36 | 24,9 | 212 | 0,431 | 0,26 |
| 360 | 24,8 | 291 | 0,320 | 0,36 | 24,6 | 254 | 0,394 | 0,31 | 24,7 | 173 | 0,451 | 0,21 |

– сравнение результатов экспериментов, проведенных на фрагментах с проницаемостью $k_2=50$ мД и $k_1=10$ мД, было бы более эффективным, если бы при проведении этих экспериментов создаваемые депрессии на пласт были одинаковыми. Однако из таблицы 3.14 видно, что депрессия на пласт при экспериментах на фрагменте с проницаемостью $k_1=10$ мД превышала депрессию, использованную при экспериментах на фрагменте с проницаемостью $k_2=50$ мД в 2 раза.

Увеличение депрессии на пласт в 2 раза приводит к более интенсивному выделению конденсата в призабойной зоне практически также в 2 раза. Но при этом следует также учесть, что при проницаемости пласта $k_1=10$ мД производительность скважины за первый день составляет $Q(k_1=10)=815$ тыс.м³/сут, тогда как при проницаемости фрагмента $k_2=50$ мД дебит скважины в первый день работы составляет $Q(k_2=50)=1496$ тыс.м³/сутки, т.е. в $\Delta\bar{Q} = \bar{Q}(k_2 = 50) / \bar{Q}(k_1 = 10) = 1496 / 815 = 1,83$ раза больше. Совокупность факторов по дебитам и создаваемым депрессиям на пласт повлияла на процесс стабилизации выхода конденсата и на относительные дебиты газоконденсатной скважины, полученные при проницаемостях $k_2=50$ мД и $k_1=10$ мД.

Таблица 3.14 – Исходные данные и результаты математических экспериментов по изучению влияния выделения, накопления и частичного выноса конденсата из призабойной зоны пласта, вскрытого вертикальной скважиной в зависимости только от проницаемости и порога подвижности во времени.

| Число дней работы скважины/сут | Проницаемость k=10 мД, порог подвижности S _{кп} =0,2 единицы | | | | Проницаемость k=50 мД, порог подвижности S _{кп} =0,2 единицы | | | | Проницаемость k=10 мД, порог подвижности S _{кп} =0,4 единицы | | | | Проницаемость k=50 мД, порог подвижности S _{кп} =0,4 единицы | | | |
|--------------------------------------|---|----------------------------|---|---|---|----------------------------|---|---|---|-------------------------|---|---|---|----------------------------|---|---|
| | ΔP ₁ , атм. | S _к , дол.ед | Q _г , тыс.м ³ / сут | $\bar{Q} = \frac{Q_{г.тек}}{Q_{г.нач}}$ | ΔP ₁ , атм. | S _к , дол.ед | Q _г , тыс.м ³ / сут | $\bar{Q} = \frac{Q_{г.тек}}{Q_{г.нач}}$ | ΔP ₁ , атм. | S _к , дол.ед | Q _г , тыс.м ³ / сут | $\bar{Q} = \frac{Q_{г.тек}}{Q_{г.нач}}$ | ΔP ₁ , атм. | S _к , дол.ед | Q _г , тыс.м ³ / сут | $\bar{Q} = \frac{Q_{г.тек}}{Q_{г.нач}}$ |
| 1 | 24,89 | 0,014 | 814,8 | 1,000 | 12,62 | 0,009 | 744,4 | 1,000 | 24,89 | 0,014 | 814,8 | 1,000 | 12,62 | 0,009 | 744,4 | 1,000 |
| 3 | 26,09 | 0,036 | 772,4 | 0,948 | 13,12 | 0,025 | 718,0 | 0,964 | 26,09 | 0,036 | 772,4 | 0,948 | 13,12 | 0,025 | 718,0 | 0,964 |
| 7 | 26,09 | 0,072 | 696,4 | 0,855 | 13,32 | 0,054 | 670,8 | 0,901 | 26,09 | 0,072 | 696,2 | 0,855 | 13,32 | 0,054 | 670,8 | 0,901 |
| 11 | 25,39 | 0,104 | 642,4 | 0,788 | 12,92 | 0,079 | 627,6 | 0,843 | 25,39 | 0,104 | 642,4 | 0,788 | 12,92 | 0,079 | 627,6 | 0,843 |
| 16 | 24,49 | 0,138 | 578,4 | 0,710 | 12,62 | 0,107 | 582,4 | 0,782 | 24,49 | 0,138 | 578,4 | 0,710 | 12,62 | 0,107 | 582,4 | 0,782 |
| 21 | 24,70 | 0,169 | 552,0 | 0,677 | 12,70 | 0,133 | 564,8 | 0,758 | 24,70 | 0,169 | 552,0 | 0,677 | 12,70 | 0,133 | 564,8 | 0,758 |
| 27 | 24,60 | 0,203 | 518,0 | 0,636 | 12,40 | 0,162 | 531,6 | 0,714 | 24,60 | 0,203 | 518,0 | 0,636 | 12,40 | 0,162 | 531,6 | 0,714 |
| 30 | 25,10 | 0,218 | 514,8 | 0,632 | 12,45 | 0,174 | 521,2 | 0,700 | 25,10 | 0,218 | 514,8 | 0,632 | 12,45 | 0,174 | 521,2 | 0,700 |
| 40 | 24,70 | 0,269 | 450,0 | 0,552 | 13,10 | 0,223 | 493,2 | 0,642 | 26,00 | 0,277 | 452,8 | 0,556 | 13,10 | 0,222 | 493,2 | 0,662 |
| 50 | 24,80 | 0,300 | 414,0 | 0,508 | 12,20 | 0,257 | 418,0 | 0,561 | 24,70 | 0,318 | 390,0 | 0,479 | 12,80 | 0,262 | 437,2 | 0,587 |
| 60 | 24,80 | 0,314 | 397,6 | 0,488 | 13,00 | 0,289 | 406,8 | 0,546 | 24,40 | 0,370 | 307,6 | 0,377 | 12,50 | 0,306 | 368,0 | 0,494 |
| 90 | 24,50 | 0,317 | 388,7 | 0,477 | 12,70 | 0,296 | 385,7 | 0,531 | 24,90 | 0,431 | 212,0 | 0,260 | 12,80 | 0,381 | 274,4 | 0,369 |
| 120 | 24,60 | 0,318 | 385,0 | 0,472 | 12,70 | 0,297 | 383,3 | 0,515 | 25,00 | 0,448 | 182,0 | 0,223 | 12,70 | 0,413 | 196,8 | 0,264 |
| 150 | 25,00 | 0,320 | 380,2 | 0,467 | 12,90 | 0,298 | 380,9 | 0,512 | 24,60 | 0,450 | 175,8 | 0,216 | 12,20 | 0,430 | 160,9 | 0,216 |
| 210 | 24,70 | 0,325 | 352,4 | 0,432 | 12,20 | 0,299 | 353,6 | 0,475 | 24,50 | 0,451 | 174,3 | 0,214 | 12,50 | 0,438 | 150,0 | 0,201 |
| 300 | 24,80 | 0,346 | 310,5 | 0,381 | 12,60 | 0,309 | 332,3 | 0,412 | 24,60 | 0,451 | 173,3 | 0,213 | 12,60 | 0,439 | 148,4 | 0,199 |
| 360 | 24,80 | 0,350 | 291,3 | 0,657 | 12,40 | 0,321 | 306,7 | 0,409 | 24,70 | 0,451 | 172,5 | 0,212 | 12,50 | 0,439 | 148,1 | 0,199 |

Примечание*: Характер изменения дебитов, приведенных в таблице, связан:

1. Стабилизацией забойного давления и дебита после пуска скважины.
2. Ростом насыщенности призабойной зоны выпавшим конденсатом S_к.

Проведенные математические эксперименты показали, что характер изменения относительного дебита скважины в результате выделения, накопления и частичного выноса из призабойной зоны конденсата газоконденсатной скважины существенно зависит от абсолютной проницаемости пласта k . На рисунке 3.9 приведено изменение насыщенности призабойной зоны конденсатом и относительного дебита газоконденсатной скважины в результате выпадения конденсата в призабойной зоне для фрагментов газоконденсатных месторождений с проницаемостями $k_i=10, 50, 250$ мД. Из этого рисунка следует, что при сравнении высокой проницаемости пласта ($k_3=250$ мД) с учетом величины $S_R=50$ единиц, темп снижения относительного дебита значительно медленнее, чем его темп при $k_i=10$ и 50 мД. Это означает, что при принятых исходных данных и низких проницаемостях продолжительность процесса влияния выделившегося в призабойной зоне конденсата, его накопление и частичный вынос из этой зоны более длительный, что связано удельным дебитом, притекающим к скважине из каждого погонного метра из-за ввода дополнительного поправочного сопротивления скин-эффекта $S_R=50$ единиц при $k_3=250$ мД.

3.4 Сравнение результатов процесса насыщения призабойной зоны пласта выпавшим конденсатом при вскрытии газоконденсатной залежи вертикальной и горизонтальной скважиной

Большой практический интерес представляет сравнение процессов насыщения призабойной зоны конденсатом при вскрытии фрагмента газоконденсатной залежи вертикальной и горизонтальной скважинами. Такое сравнение возможно только при одинаковых параметрах пористой среды, содержаниях конденсата в газе и депрессиях на пласт. Однако кроме перечисленных выше параметров имеется параметр, который обуславливает неидентичность величин насыщения призабойной зоны конденсатом. Этим параметром является удельный приток газоконденсатной смеси к скважине

из одного погонного метра. Как правило, длина вскрытия продуктивного интервала вертикальной и горизонтальной скважина не бывает идентичной. Кроме длины фильтра на продуктивность этих скважин влияет проницаемость пласта. В большинстве случаев горизонтальная проницаемость больше вертикальной. Эти две причины приводят к превышению удельного притока газа из одного погонного метра, вскрытого вертикальной скважиной, по сравнению с удельным притоком к горизонтальной скважине.

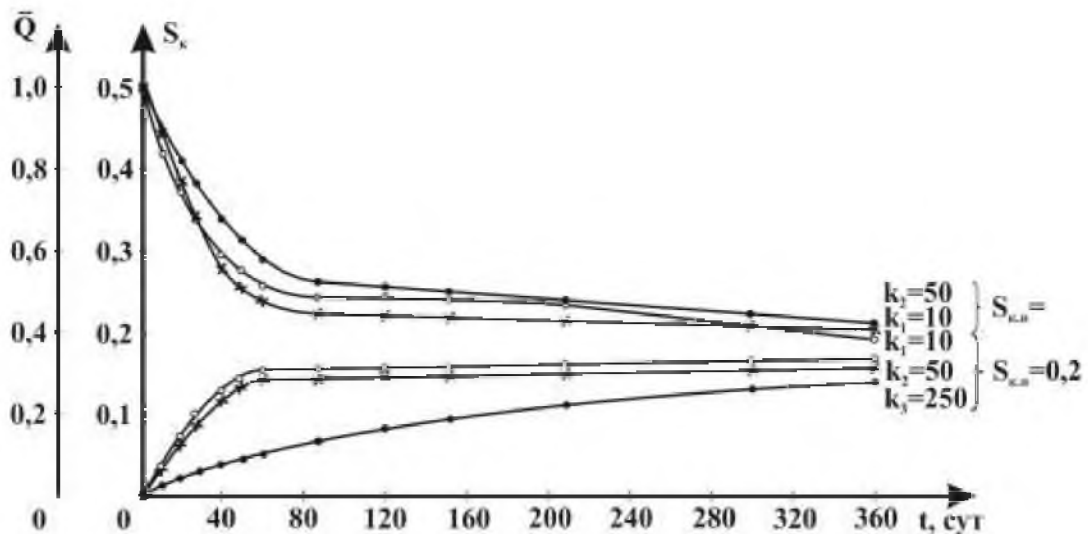


Рисунок 3.9 – Изменение во времени насыщения призабойной зоны пласта выпадающим конденсатом S_k и относительного дебита вертикальной газоконденсатной скважины при $Q_{к.1}=180$ г/м³, его потерях $Q_{к.пот.1}=54$ г/м³, проницаемостях $k_1=10$ мД, $k_2=50$ мД и скин-эффекте $S_R=0$; $k_3=250$ мД и скин-эффекте $S_R=50$ единиц, а также параметре анизотропии $\alpha=0,3162$, депрессиях на пласт $\Delta P(k_1=10)=24,8$ атм., $\Delta P(k_2=50)=12,8$ атм. и $\Delta P(k_3=250)=14,6$ атм.

Это является основной причиной более быстрого роста насыщенности призабойной зоны выделяющимся в этой зоне конденсатом в вертикальных скважинах.

Следует подчеркнуть, что из-за значительной длины горизонтального участка ствола горизонтальных скважин забойное давление по длине этого участка становится переменной величиной. Следовательно, переменной по длине горизонтального участка становится и депрессия на пласт. Изменчивость депрессии на пласт по длине горизонтального участка приводит к неидентичному притоку каждому погонному метру

горизонтального ствола газоконденсатной смеси. Естественно, что из-за потерь давления по длине горизонтального участка максимальная депрессия на пласт имеет место у выхода ствола из продуктивного интервала. Поэтому насыщенность призабойной зоны выпадающим конденсатом вдоль горизонтального участка также оказывается переменной величиной.

Для обоснованного вывода о насыщенностях призабойной зоны выделяющимся конденсатом были выполнены математические эксперименты на моделях фрагмента газоконденсатной залежи с достоверной характеристикой залежи и содержанием конденсата в пластовом газе. Результаты этих экспериментов приведены в таблице 3.15 и на рисунке 3.10.

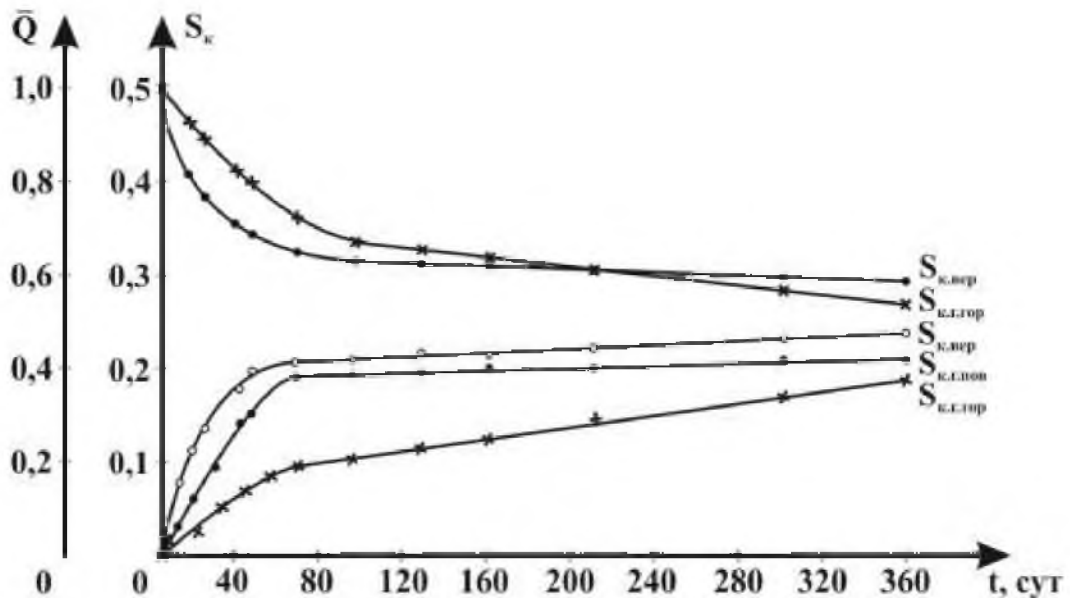


Рисунок 3.10 – Изменение во времени насыщенности призабойной зоны вертикальной и у торца и входа в пласт горизонтальной скважины, а также относительного дебита при аналогичных узлах и проницаемости пласта $k_2=50$ мД, $h_{\text{вск.вер}}=56$ м, $L_{\text{г.вск}}=500$ м, средних депрессиях $\Delta P_{\text{вер}}=12,7$ атм. и $\Delta P_{\text{гор}}=14,6$ атм.

Как было отмечено ранее, из-за изменения забойного давления по длине горизонтального участка насыщенность призабойной зоны выделяющимся конденсатом является переменной по длине этого участка. В таблице 3.15 и на рисунке 3.10 насыщенность конденсатом представлена у торца ствола и у входа его в продуктивный интервал.

Естественно, что на начальном участке горизонтального ствола забойное давление меньше давления у торца и поэтому интенсивность

насыщения на начальном участке выше, что связано с величиной депрессии на пласт и количеством выделяющегося конденсата из газа при $\Delta P_{\text{нач}} > \Delta P_{\text{тор}}$.

В целом, если условно принимать, что создаваемые на пласт депрессии у торца горизонтального ствола и у вертикальной скважины близки, т.е. $\Delta P_{\text{нач}} = 12,67$ атм., то интенсивность насыщения будет в основном связана с удельным притоком газа из каждого погонного метра вертикальной и горизонтальной скважин. Так например, в первый день работы скважин в

вертикальной скважине $Q_{\text{уд.вер.тор}} = \frac{Q_{\text{в}}(t=1)}{h_{\text{вс}} \cdot \Delta P} = \frac{1496,4}{56 \cdot 12,72} = 2,101$ тыс.м³/сут., а у

торца горизонтального ствола $Q_{\text{уд.гор.тор}} = \frac{Q_{\text{г}}(t=1)}{L_{\text{г}} \cdot \Delta P} = \frac{3262}{500 \cdot 12,72} = 0,438$

тыс.м³/сут. Из перечисленных величин условных дебитов и насыщенныхностей, приведенных в таблице 3.15 следует, что насыщенность призабойной зоны конденсатом у торца горизонтального участка ствола достигнет величины $S_{\text{к.тор.гор}} = 0,181$ единица за $t_{\text{гор.тор}} = 360$ дней, тогда как в призабойной зоне вертикальной скважины такая насыщенность достигается за $t_{\text{вер}} = 34$ дня. Величины удельных продуктивностей вертикальной и горизонтальной скважин со временем изменяются в соответствии с насыщенностью в призабойных зонах этих скважин. На распределение забойного давления по длине горизонтального ствола, следовательно, и на величину депрессии на пласт, от которой зависит интенсивность насыщения конденсатом призабойной зоны горизонтальной скважины, весьма существенно влияет наличие в горизонтальном участке ствола фонтанных труб и продуктивная характеристика газоконденсатной залежи.

В работе [11] показаны различные варианты оборудования горизонтального участка ствола фонтанными трубами. В этой работе был установлен характер распределения забойного давления по длине горизонтального участка ствола при частичном и практически полном оборудовании этого участка фонтанными трубами. Из результатов, приведенных в этой работе, следует, что наименьшее забойное давление и

наибольшая депрессия на пласт имеет место у башмака фонтанных труб. В данной работе был смоделирован вариант вскрытия полосообразного фрагмента газоконденсатной залежи стволом, необорудованным фонтанными трубами. Поэтому технология исследования горизонтальных скважин, оборудованных фонтанными трубами, в данной работе отсутствует. Технология исследования горизонтальных скважин, оборудованных фонтанными трубами в зависимости от длины и диаметра обсадных колонн и фонтанных труб для различных пористых сред, требует проведения специальных математических экспериментов.

Таблица 3.15 – Результаты математических экспериментов по изучению интенсивности насыщения призабойной зоны вертикальной и горизонтальной скважинами выделяющимся в этой зоне конденсатом при идентичных свойствах пласта и содержаниях конденсата в газе и депрессиях на пласт.

| Число дней работы скважины t, сут | Вертикальная скважина $h_{вс} = 56$ м | | | | Горизонтальная скважина $L_{вс} = 500$ м | | | |
|-----------------------------------|--|-----------------------------------|---------------------------------|--|---|-----------------------------------|---------------------------------|--|
| | Депрессия $\Delta P_{вер}$, атм. | Дебит Q, тыс. м ³ /сут | Насыщенность $S_{к}$, доли ед. | Относительный дебит $\bar{Q} = \frac{Q_{г.тек}}{Q_{г.нач.}}$ | Депрессия $\Delta P_{гор}$, атм. | Дебит Q, тыс. м ³ /сут | Насыщенность $S_{к}$, доли ед. | Относительный дебит $\bar{Q} = \frac{Q_{г.тек}}{Q_{г.нач.}}$ |
| 1 | 12,72 | 1496,4 | 0,009 | 0,991 | 14,89 | 3262,0 | 0,001* 0,002 | 1000 |
| 3 | 13,12 | 1431,6 | 0,025 | 0,957 | 15,19 | 3147,4 | 0,002 0,005 | 0,965 |
| 7 | 13,32 | 1329,2 | 0,054 | 0,888 | – | 3124,0 | 0,004 0,009 | 0,958 |
| 11 | 13,02 | 1247,2 | 0,079 | 0,833 | – | 3090,4 | 0,006 0,017 | 0,947 |
| 16 | 12,62 | 1166,4 | 0,108 | 0,779 | – | 3067,6 | 0,009 0,024 | 0,940 |
| 21 | 12,70 | 1120,8 | 0,133 | 0,749 | – | 2994,0 | 0,016 0,044 | 0,918 |
| 27 | 12,40 | 1061,6 | 0,161 | 0,709 | 15,09 | 2930,0 | 0,023 0,063 | 0,898 |
| 30 | 12,55 | 1042,4 | 0,173 | 0,697 | 14,99 | 2754,0 | 0,043 0,111 | 0,844 |
| 40 | 12,60 | 1002,0 | 0,199 | 0,670 | 14,79 | 2596,0 | 0,061 0,150 | 0,796 |
| 50 | 12,50 | 972,8 | 0,206 | 0,650 | 14,59 | 2456,0 | 0,077 0,176 | 0,753 |
| 60 | 12,40 | 964,0 | 0,207 | 0,644 | 14,43 | 2332,0 | 0,097 0,189 | 0,714 |
| 90 | 12,50 | 957,2 | 0,209 | 0,640 | 14,29 | 2222,0 | 0,107 0,195 | 0,681 |

| | | | | | | | | |
|-----|-------|-------|-------|-------|-------|--------|-------|-------|
| 120 | 12,60 | 946,8 | 0,212 | 0,633 | 14,19 | 2124,0 | 0,120 | 0,651 |
| | | | | | | | 0,201 | |
| 150 | 12,70 | 918,4 | 0,219 | 0,614 | – | 2040,0 | 0,132 | 0,625 |
| | | | | | | | 0,205 | |
| 210 | 12,60 | 862,8 | 0,233 | 0,576 | 13,89 | 1903,6 | 0,154 | 0,583 |
| | | | | | | | 0,209 | |
| 300 | 12,60 | 863,6 | 0,232 | 0,577 | 13,79 | 1808,6 | 0,168 | 0,554 |
| | | | | | | | 0,210 | |
| 360 | 12,70 | 869,6 | 0,230 | 0,581 | 13,69 | 1710,8 | 0,181 | 0,524 |
| | | | | | | | 0,210 | |

Примечание: Индекс (*) означает, что в числителе приведены насыщенности у торца ствола, а в знаменателе у входа горизонтального ствола в продуктивный пласт.

В работе [11] показаны различные варианты оборудования горизонтального участка ствола фонтанными трубами. В этой работе был установлен характер распределения забойного давления по длине горизонтального участка ствола при частичном и практически полном оборудовании этого участка фонтанными трубами. Из результатов, приведенных в этой работе, следует, что наименьшее забойное давление и наибольшая депрессия на пласт имеет место у башмака фонтанных труб. В данной работе был смоделирован вариант вскрытия полосообразного фрагмента газоконденсатной залежи стволом, необорудованным фонтанными трубами. Поэтому технология исследования горизонтальных скважин, оборудованных фонтанными трубами, в данной работе отсутствует. Технология исследования горизонтальных скважин, оборудованных фонтанными трубами в зависимости от длины и диаметра обсадных колонн и фонтанных труб для различных пористых сред, требует проведения специальных математических экспериментов.

Использование рекомендаций, разработанных для горизонтальных скважин, необорудованных фонтанными трубами на скважины для оборудования такими трубами недопустимо. Одна из причин недопустимости использования рекомендаций, разработанных для горизонтальных скважин, необорудованных фонтанными трубами в таких скважинах с фонтанными трубами, тесно связана с распределением дебита скважины на участках, оборудованных фонтанными трубами и без них.

Такое распределение дебита приводит к существенному изменению в сторону уменьшения удельного притока газа к каждому погонному метру забоя скважин на участке, оборудованном фонтанными трубами, т.е. притока газа к затрубному пространству и на участок без таких труб. Это приводит к росту продолжительности времени, необходимого для стабилизации выхода конденсата при газоконденсатных исследованиях. При абсолютно идентичных условиях по емкостным и фильтрационным свойствам газоконденсатной залежи, содержанию и потерях конденсата в пласте, а также идентичных удельных продуктивностях интервалов вскрытия вертикальной и горизонтальной скважинами интенсивности насыщения призабойной зоны выделяющимся конденсатом и продолжительности насыщения этой зоны до порога подвижности выпавшего конденсата будут одинаковыми. Принципиально создавать такие условия в горизонтальных скважинах с различными конструкциями горизонтального участка практически невозможно. Поэтому необходимо провести в очень широком диапазоне изменений параметров пористой среды, содержаний и потерь конденсата в пласте, а также величин депрессий на пласт и конструкций горизонтального участка, для выдачи продолжительности процесса стабилизации выхода конденсата. Если эти условия окажутся неприемлемыми по продолжительности газоконденсатных исследований, то необходимо математическими экспериментами, путем моделирования указать допустимые при несоблюдении условий стабилизации выхода конденсата погрешности, в определении газоконденсатной характеристики залежи.

3.5 Методика газогидродинамических исследований вертикальных и горизонтальных скважин

Методика газогидродинамических исследований вертикальных и горизонтальных скважин включает следующие принципиальные условия:

1. Необходимость создания минимальной депрессии на пласт, при которой выделение конденсата в призабойной зоне пласта будет незначительно и поступающая на забой скважины смесь по составу будет близка к пластовому. Однако это условие будет оказывать влияние на дебит скважины, который должен обеспечить вынос выделившейся из газа жидкости на поверхность, а также увеличивает продолжительность стабилизации выхода конденсата. Поэтому, исходя из результатов освоения скважина, ее исследования на стационарных режимах фильтрации, необходимо перед началом газоконденсатных исследований расчетным путем с учетом заключения ГИС по емкостным и фильтрационным свойствам продуктивного интервала обосновать глубину спуска и диаметр фонтанных труб.

2. До начала газоконденсатных исследований необходимо расчетным путем определить продолжительность процесса стабилизации забойного давления и дебита. Изменение забойного давления в процессе газоконденсатных исследований приводит к переменному количеству поступающей на забой скважины газожидкостной смеси из-за роста депрессии на пласт к более интенсивному выделению конденсата в призабойной зоне.

3. К основным условиям подлежащим соблюдению относится и коэффициент сепарации используемого сепаратора и термобарические условия сепарации. В реальных условиях необходимо соблюдать взаимосвязь между минимально допустимым дебитом скважин для выноса конденсата из забоя с условием сепарации по величине скорости потока в сепараторе, а также режим сепарации.

4. Оценить длительность стабилизации забойного давления и дебита скважины по формуле:

$$t_{cm} = 0,122 R_k^2 m \mu / k P_{nl},$$

где R_k - расстояние (радиус) граница зоны дренируемой скважиной, величина которого предопределяется наличием или отсутствием соседних

скважин и создаваемых депрессий на пласт в исследуемой и соседних скважинах; m -пористость пласта, в долях единицы; μ - коэффициент вязкости газоконденсатной смеси в пластовых условиях, мПа·с; k – проницаемость пласта в м²; $P_{пл}$ - пластовое давление, Па.

Только после достижения стабилизации забойного давления следует провести исследования на газоконденсатность. Необходимо подчеркнуть, что стабилизация забойного давления не означает стабилизацию процесса выделения, накопления и частичного выноса выпавшего конденсата. Для стабилизации выхода конденсата как правило, требуется в кратно больше раз время работы скважины. Это связано насыщением призабойной зоны выпавшим конденсатом до величины порога подвижности конденсата.

5. Количественно оценить величину порога подвижности конденсата при различных фильтрационных свойствах пласта, депрессиях и содержаниях конденсата в пластовом газе на основе численной модели (глава 2). Пример результатов расчетов для проведения промысловых экспериментов приведен в таблице 1, из которого следует, что при отсутствии конденсата в пластовом газе дебит скважины за время исследования на газоконденсатность остается практически постоянным и весьма незначительное изменение дебита, связанного с истощением фрагмента залежи за время $t=360$ сут.

3.6 Выводы по главе 3

1. Наличие тяжелых компонентов в составе газа предопределяет величину потерь конденсата в пласте. Поэтому принятые в проведенных экспериментах потери конденсата в пласте при его содержании $Q_k=318$ г/м³ газа на уровне 30% от потенциального содержания конденсата в газе является заниженной. Расчеты показали, что потери конденсата при таком содержании его в газе потери в пласте будут более 40% и поэтому

продолжительность стабилизации выхода конденсата при газоконденсатных исследованиях происходит на 33,3% быстрее.

2. Результаты численных и промысловых экспериментов, выполненных в диссертации показали, что для практически «полного выноса» выделяющегося в призабойной зоне конденсата, газоконденсатонасыщенности должны составлять $S_{КП_конец} = 0,19; 0,29; 0,37$ и $0,43$ единицы. При этом по мере истощения залежи, в результате которого проходящий через призабойную зону газ в процессе разработки содержит меньше конденсата, чем на начальном этапе и поэтому процесс накопления и начало частичного выноса конденсата замедляются. Конденсат, выделяющийся за пределами призабойной зоны и связанный с истощением залежи за весь период разработки, не достигает величины порога подвижности, необходимой для начала движения конденсата, и оказывается неизвлекаемым.

3. Процесс выделения, накопления и частичного выноса выпавшего конденсата из призабойной зоны после достижения порога подвижности при вскрытии пласта вертикальными скважинами происходит интенсивнее, чем при вскрытии его горизонтальными скважинами. Это связано с удельной продуктивностью одного погонного метра вскрытого интервала такими скважинами. Как правило, удельный дебит одного погонного метра в вертикальных скважинах больше, чем в горизонтальных.

4. С учетом выявленных недостатков методического, технологического и технического характера по проблеме газоконденсатных исследований рекомендуется:

4.1. исследования предварять геолого-математическим численным моделированием путем численного решения системы уравнений многомерной, многофазной с фазовыми переходами нестационарной фильтрации в неоднородной пористой среде совместно с уравнениями термодинамически-фазовых превращений, вызванных созданием депрессии на пласт;

4.2. учитывать влияние изменения давления на свойства пористой среды и насыщающих ее флюидов при вскрытии газоконденсатных залежей вертикальной и горизонтальной скважинами;

4.3. учитывать влияние гравитационных и капиллярных силы;

4.4. учитывать изменение давления по длине горизонтального участка ствола и других факторов;

4.5. определять длительность процесса выделения, накопления и частичного выноса из призабойной зоны пласта конденсата при достижении порога его подвижности при различных: проницаемостях пласта; содержаниях конденсата в пластовом газе; порогах подвижности выпавшего в этой зоне конденсата; конструкциях ствола в продуктивном интервале; длинах горизонтального ствола; скин-эффектах; параметрах анизотропии; толщине пласта.

5. Результаты выполненных исследований реализованы в методике газоконденсатных исследований, учитывающей продолжительности процесса выделения, накопления и частичного выноса конденсата при исследованиях скважин для оценки времени стабилизации выхода конденсата. Это позволило обеспечить повышение информативности газогидродинамических методов исследований скважин для анализа потенциального дебита эксплуатационных и прогнозирования производительности проектируемых скважин с учетом содержания конденсата в пластовом флюиде.

Глава 4. ПРОМЫСЛОВЫЕ ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЕРТИКАЛЬНЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

4.1 Постановка промыслового эксперимента в соответствии с требованиями газогидродинамических исследований в условиях выпадения конденсата в призабойной зоне скважины

Согласно разработанным принципиальным условиям газогидродинамических исследований вертикальных и горизонтальных скважин необходимо обеспечить минимальную депрессию на пласт, при которой выделение конденсата в призабойной зоне пласта будет незначительно и поступающая на забой скважины смесь по составу будет близка к пластовому. Однако это условие в ряде случаев оказывает влияние на дебит скважины, который должен обеспечить вынос выделившейся из газа жидкости на поверхность, а также увеличивает продолжительность стабилизации выхода конденсата. Поэтому перед началом газоконденсатных исследований расчетным путем с учетом заключения ГИС по емкостным и фильтрационным свойствам продуктивного интервала обоснована глубина спуска и диаметр фонтанных труб, а также на основе разработанных моделей определена продолжительность процесса стабилизации забойного давления и дебита.

Разработанная методика апробирована при газоконденсатных исследованиях более 100 скважин Уренгойского газоконденсатного месторождения (УГКМ). В данной главе приведены результаты исследований вертикальной X41 и горизонтальной X50Г скважин. В разрезе Уренгойского месторождения выявлено два продуктивных комплекса: сеноманский и нижнемеловой. Сеноманский газоносный комплекс залегает на глубинах 1000–1200 м и представлен единой газовой залежью, которая введена в промышленную эксплуатацию в 1978 на максимальный объем

добычи газа 250 млрд. м³ в год. Фильтрационно-емкостные параметры: открытая пористость 28 - 35%; проницаемость 0,3 мкм² – 3,5 мкм²; газонасыщенность 70 - 74%; начальное пластовое давление 12,25 МПа; средняя температура залежи 31°С. Нижнемеловой газоконденсатный комплекс залегает в интервале глубин 1750 – 3650 м и характеризуется многопластовостью, наличием в разрезе значительного количества газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей, низкими фильтрационно-емкостными характеристиками коллекторов, относительно высоким начальным содержанием тяжелых углеводородов в пластовом газе и другими особенностями. Фильтрационно-емкостные параметры: открытая пористость 8 - 18%; проницаемость 0,03 мкм² – 0,5 мкм²; газонасыщенность 70 - 80%; начальное пластовое давление 25 - 33,5 МПа; средняя температура залежи 65-70°С. Основные данные по конструкции скважин приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – данные по конструкции скважин Х41, Х50Г УНГКМ

| Параметр | Единицы измерения | Х41 | Х50Г |
|---|-------------------|-----------|-----------|
| Глубина залегания продуктивного пласта | м | 2820-2900 | 3212-3304 |
| Пробуренный забой | м | 3068 | 3290 |
| Альтитуда ротора | м | 64,4 | 58,6 |
| Направление 426 мм | м | 51,3 | 49,8 |
| Техническая колонна 324 мм | м | 759 | 1500 |
| Техническая колонна 245 мм | м | 2398,3 | 3474 |
| Эксплуатационная колонна 168 мм | м | 2911,5 | 3841 |
| Интервал перфорации зарядами ПКС-105 по 12 отверстий на 1 п.м | м | 2820-2900 | 3212-3747 |
| НКТ 73 мм | м | 2820 | 3212 |
| Мощность пласта (длина горизонтального ствола) | м | 80 | 92 (532) |
| Модельная продолжительность процесса стабилизации забойного давления при минимальном дебите | час | 24 | 78 |
| Расчетная величина порога подвижности конденсата при заданных фильтрационных свойствах пласта | единиц | 0,009 | 0,002 |

Исследования скважины проведены методом промышленных отборов с помощью полнопоточной сепарационной установки «Porta-Test» в соответствии с утвержденным планом.

Исследования выполнялись по следующей технологии. Пластовая смесь с устья скважины поступала через штуцер в сепаратор, где разделялась на две фазы. Нестабильный конденсат направлялся в замерную емкость, где разгазировался и замерялся. Газ сепарации направлялся на расходомерный измеритель, а затем по рабочей линии в амбар на сжигание. Во время работы скважины на различных режимах технологические параметры (давление и температура на устье скважины и в сепараторе) постоянно фиксировались операторами установки. Исследования скважины через сепаратор по согласованию с Заказчиком проведены на 4-5 режимах: штуцеры диаметром 5, 8, 9, 10 и 8 мм. На трех режимах (штуцеры диаметром 8, 10 и 8 мм) отобраны пробы газа сепарации, стабильного и нестабильного конденсата на физико-химический анализ. В каждой скважине отобраны по три глубинные пробы пластового флюида с глубины 2820 метров (скважина Х40) и 3323 метра (скважина Х50Г) пробоотборниками «СИМСП-20 ВМ». Давление на устье, забое и в межтрубном пространстве скважины фиксировалось манометрами «МИКОН-207-01». После отработки режима на штуцере диаметром 8 мм записана кривая восстановления давления (КВД) на устье и на забое скважины. Запись давлений, в том числе и КВД, проводилась на глубинах 2820 метров и 3200 метров по стволу соответственно скважин Х40 и Х50Г автономными скважинными манометрами «МИКОН-107-01».

Особенностью исследования горизонтальной скважины Х50Г является размещение датчиков давления и температуры стационарно вдоль горизонтального ствола скважины (рисунок 4.1). В работах [93, 94] приведены результаты термогидродинамических исследований для выделения газо- и нефтепродуцирующих интервалов в горизонтальных скважинах. (ГС). В основе этих исследований лежит многодатчиковая технология, которая заключается в одновременной регистрации давления и температуры в определенных точках горизонтального ствола. Выявлено, что характер изменения давления во времени в различных точках ГС одинаковый и поэтому кривая изменения давления, зарегистрированная любым из этих

датчиков может быть использована для определения фильтрационных параметров пласта. Анализ изменения давления от датчика к датчику вдоль горизонтального ствола позволяет экспериментально количественно определить потери давления вдоль горизонтального ствола при изменении скорости движения газоконденсатной смеси, происходящей вследствие изменения депрессии на пласт. Процесс исследований осуществляется на неустановившихся и установившихся режимах фильтрации. Предварительно решается задача с использованием известных методик для горизонтальных скважин на основе аналитических моделей, а уточнение фильтрационных параметров осуществляется путем совместного решения прямой и обратной задачи.

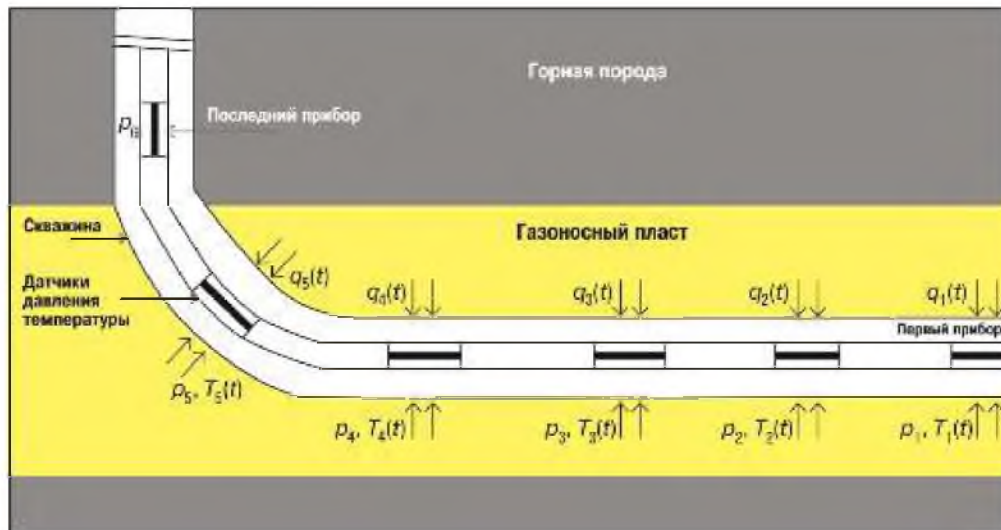


Рисунок 4.1 - Схема исследования горизонтального участка ствола газовой скважины с применением многодатчиковой технологии: q , p , T – соответственно приток газа, давление и температура

Предположения, принимаемые при математическом моделировании нестационарных полей давления в пластах, вскрытых ГС, во многом схожи с аналогичными для вертикальных скважин: справедлива линейная теория упругого режима; пласт бесконечен по простиранию; пласт однородный, пористый; проницаемость в горизонтальном (k_r) и вертикальном направлениях (k_z) различна; пласт насыщен сжимаемой средой (газоконденсатной смесью); ГС находится посередине между кровлей и подошвой пласта толщиной h ; горизонтальный участок скважины

ориентирован горизонтально; пластовый флюид из пласта притекает равномерно по всей длине фильтра L .

При таких предположениях обобщенные математические модели кривых восстановления (падения) давления (КВД и КПД) сводятся к решениям краевой задачи для уравнения пьезопроводности с учетом силы тяжести:

$$\left\{ \frac{\partial \rho}{\partial P} \right\} \frac{\partial P}{\partial t} = \operatorname{div} \left[\frac{k}{\mu} \rho(P) \mathbf{grad} P \right] - \operatorname{div} \left[\frac{k}{\mu} \rho^2(P) \mathbf{g} \right] \quad (4.1)$$

при различных граничных и начальных условиях.

Где P - текущее значение давления, атм;

k - проницаемость, мкм²;

μ - вязкость флюида, мПа*с;

$\rho(P)$ - плотность флюида, кг/м³;

g - ускорение свободного падения, м/с².

В зависимости от рассматриваемых входных данных выбирается соответствующее граничное условие:

1) режим постоянной или переменной депрессии

$$P|_{t=0} = P_{\text{пл}}$$

$$P|_{r=r_e} = P_{\text{пл}}$$

$$P|_{r=r_s} = P_{\text{заб}}(t), \text{ где } P_{\text{пл}} - \text{пластовое давление; } P_{\text{заб}}(t) - \text{забойное давление.}$$

2) режим постоянного или переменного отбора

$$C \frac{\partial P}{\partial t} + Q(t) = S \frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial n} \Big|_s, \text{ где } - \frac{\partial P}{\partial t} - \text{изменение давления в скважине, } Q(t) -$$

дебит отбора,

$$S \frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial n} \Big|_s - \text{дебит притока, } S - \text{площадь фильтра, } C = \beta V_c -$$

коэффициент емкости скважины.

При решении обратной задачи методом подбора на основе рассматриваемой численной модели необходимо сузить область решения, например, пользуясь известными алгоритмами линейной анаморфозы.

Суть этих методов заключается в диагностике кривой изменения давления в специальных координатах и выделении на ней нескольких отрезков, когда имеет место:

- влияние емкости ствола скважины;
- наличие вертикально - радиального потока;
- период горизонтального линейного потока;
- период горизонтально - радиального потока;
- период течения жидкости с преобладающим влиянием граничных условий.

Каждый прямолинейный отрезок, соответствующий этим режимам течения в соответствующих координатах имеет свой определенный наклон.

Сопоставляя расчетные пластовые характеристики по отдельным прямолинейным отрезкам всей кривой изменения давления и при использовании обобщенной модели подход к интерпретации полученных данных сводится к следующему:

- анализ по прямолинейным отрезкам должен использоваться для идентификации наиболее вероятной модели и для оценки характеристик пласта в начальном нулевом приближении.

- после этого используется обобщенная модель для подтверждения на основе оптимизационного алгоритма выделенных периодов течения при интерпретации всей кривой изменения давления.

Операции по исследованию на стационарных и нестационарных режимах фильтрации газоконденсатной смеси для скважин X40 и X50Г идентичны. Схема обвязки устья скважин приведена на рисунке 1.2.

4.2 Промысловые исследования вертикальных и горизонтальных скважин на газоконденсатность

Изменение параметров работы скважин X41 и X50Г Уренгойского месторождения при их исследовании через сепарационную установку «Porta-

Test» представлено в таблицах 4.2 и 4.3 соответственно. На рисунках 4.2 и 4.3 приведено графическое изображение изменения давления и температуры за все время исследования через установку «Porta-Test» скважин X41 и X50Г Уренгойского месторождения соответственно.

На рисунке 4.4 приведено распределение давления и температуры по стволу скважины X41. Давление на глубине 2820 метров по стволу скважины составило 331,49 кгс/см², температура – 64,40 °С. На рисунке 4.5 представлено распределение давления и температуры по стволу скважины X50Г. Давление на глубине 3800 метров составило 325,13 кгс/см², температура – 85,61 °С. За время спуска манометра давление на устье выросло с 190,61 кгс/см² до 223,36 кгс/см². Давление в затрубном пространстве выросло с 190,70 кгс/см² до 223,29 кгс/см².

При исследовании скважин X41 и X50Г из сепаратора были отобраны пробы газа сепарации, нестабильного конденсата в пробоотборники под давлением и в емкости (бутылки) при атмосферном давлении (ООО «ВолгоУралНИПИГаз»). В лаборатории проведены анализы отобранных проб газа и конденсата. По результатам промысловых и лабораторных исследований проведен расчет состава пластового газа. Проведены физико-химические исследования дегазированного конденсата. Анализ газов сепарации и газов дегазации нестабильного конденсата проводился хроматографическим методом. Суммарная молярная доля тяжелых углеводородов C_{5+в} в газе сепарации составила 0,02-0,06 %. Плотность газа сепарации – 0,727-0,757 кг/м³. Молярная доля гелия в пробах газа сепарации составляет 0,052-0,054 %.

В лабораторных условиях проведено разгазирование проб нестабильного конденсата при стандартных условиях (давление - 760 мм рт. ст. и температура - 20 °С) с дальнейшим подогревом конденсата до 36 °С. Состав дегазированного конденсата определялся хроматографическим методом. Состав нестабильного конденсата рассчитан методом рекомбинации составов газа дегазации и дегазированного конденсата по

результатам разгазирования. Плотность конденсата составила 754 кг/м^3 при молярной массе 100 г/моль . Кинематическая вязкость – $0,836 - 0,837 \text{ мм}^2/\text{с}$. Фракционные составы представлены на рисунке 4.6.

Таблица 4.2 – Результаты промысловых исследований скважины № Х41 Уренгойского месторождения

| Дата | Режим | Диаметр шайбы, мм | Время работы на режиме, час. | Р у, кгс/см ² | Р этр, кгс/см ³ | Р сеп, кгс/см ² | Т сеп, °С | Глубинный замер | | | Давление на режиме (2820 м), кгс/см ² | Темпера- тура на режиме (2820 м), °С | Q д. конден- сата, м ³ /сут | Q газа сеп., тыс. м ³ /сут | Депрессия | | КГФ, см ³ /м ³ |
|-------------|----------|-------------------------|--|-----------------------------|-------------------------------|-------------------------------|--------------|--|--|--|---|--|---|--|---------------------|-----|---|
| | | | | | | | | Давление на устье, кгс/см ² | Давление на глубине 2820 м, кгс/см ² | Температура на глубине 2820 м, °С. | | | | | кгс/см ² | % | |
| 14.09.2011 | Статика | | | | | | | 255,63 | 331,49 | 64,40 | 334,50 | 66,10 | | | | | |
| 14.09.2011 | Динамика | 4,0 | 2,3 | 256,05 | 238,00 | 10,00 | 9,00 | | | | 331,97 | 64,65 | 8,280 | 2,53 | 0,8 | | |
| 15.09.2011 | Динамика | 8,0 | 8,7 | 249,08 | 260,80 | 33,10 | -45,18 | 249,98 | 330,84 | 65,38 | 330,83 | 65,27 | 200,146 | 3,67 | 1,1 | | |
| 15-16.09.11 | Динамика | 8,0 | 19,4 | 214,10 | 262,00 | 24,64 | -48,71 | | | | 330,92 | 65,89 | 114,594 | 3,58 | 1,1 | | |
| 18.09.2011 | Динамика | 8,0 | 3,4 | 253,86 | 260,12 | 23,50 | -48,50 | | | | 329,78 | 65,61 | 209,592 | 4,72 | 1,4 | | |
| 19-20.09.11 | Динамика | 9,0 | 20,9 | 247,25 | 262,88 | 30,45 | -43,16 | | | | | | 303,501 | | | | |
| 21-23.09.11 | Динамика | 10,0 | 39 | 251,70 | 263,43 | 22,33 | -47,44 | | | | | | 12,00 | 228,747 | | | 52 |
| 25-26.09.11 | Динамика | 8,0 | 21,3 | 250,22 | 262,61 | 23,22 | -48,28 | | | | 329,86 | 65,87 | 1,47 | 232,725 | 4,64 | 1,4 | 6 |

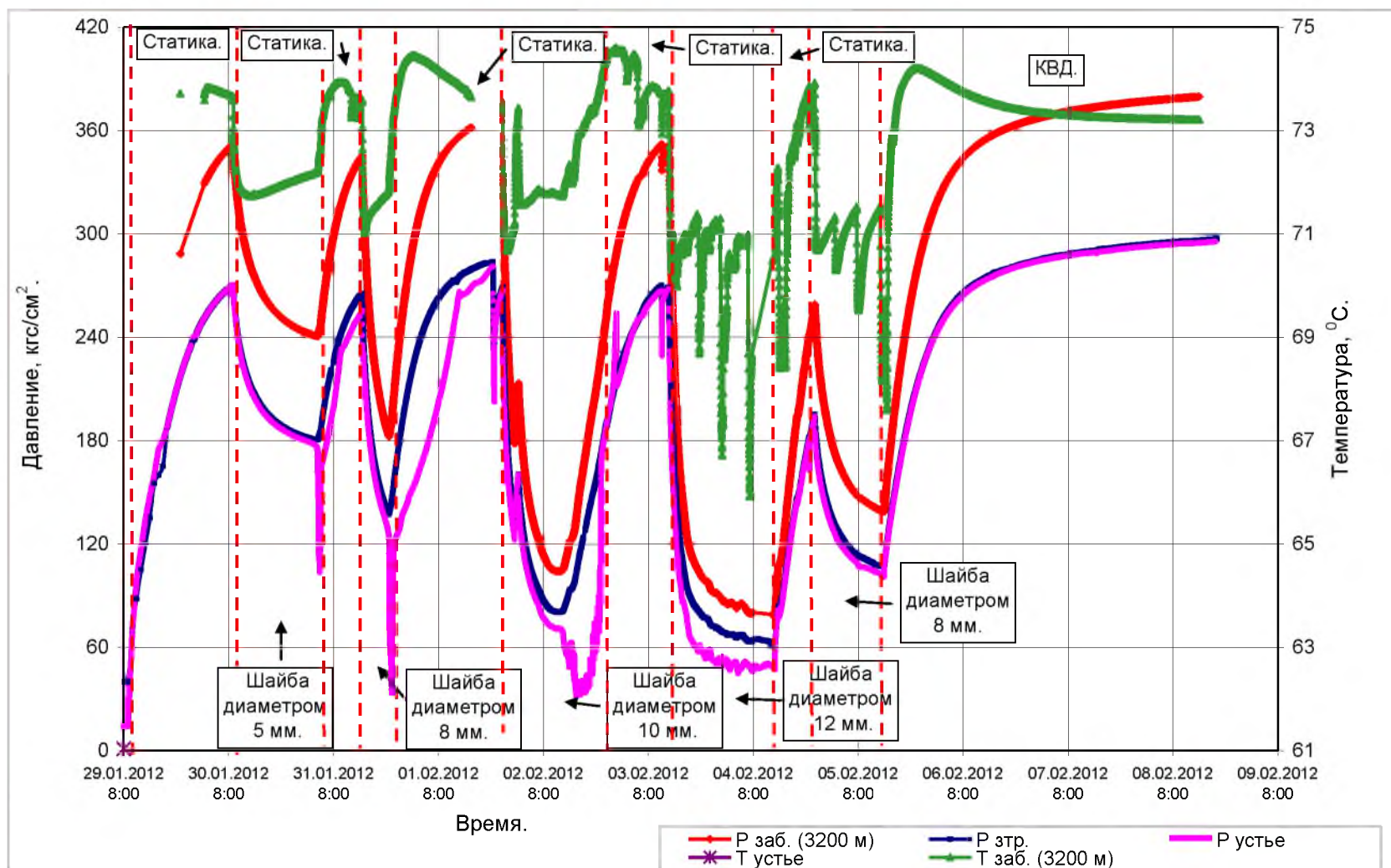


Рисунок 4.2 – Изменение давления и температуры за все время исследования через установку «Porta-Test» скважины № X41 Уренгойского месторождения

Таблица 4.3 – Результаты промысловых исследований скважины № X50Г Уренгойского месторождения

| Дата | Режим | Диаметр шайбы, мм | Время работы на режиме, час. | P гол, кгс/см ² | P зтр., кгс/см ² | P сеп., кгс/см ² | T сеп., °C | Глубинный замер | | | Давление на режиме, 3200 м | Температура на режиме, 3200 м | Q газа сеп., тыс. м ³ /сут | Депрессия | |
|---------------|----------|-------------------------|--|-------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|---------------|--|--|--|-------------------------------------|-------------------------------------|--|---------------------|----|
| | | | | | | | | Давление на устье, кгс/см ² | Давление на глубине 3200 м, кгс/см ² | Температура на глубине 3200 м, °C. | | | | кгс/см ² | % |
| 29.01.2012 | Статика | | 12,8 | 190,61 | 190,70 | | | 190,84 | 288,25 | 73,72 | 379,85 | 73,72 | | | |
| 30-31.01.2012 | Динамика | 5,0 | 19,9 | 179,35 | 181,79 | 30,00 | -50,00 | 176,88 | 240,70 | 72,18 | 242,48 | 72,12 | 72,187 | 137,37 | 36 |
| 31.01.2012 | Динамика | 8,0 | 6,8 | 136,92 | 145,36 | 30,60 | -50,00 | 132,69 | 188,01 | 71,76 | 193,47 | 71,71 | 134,292 | 186,38 | 49 |
| 1-2.02.2012 | Динамика | 10,0 | 13,3 | 72,10 | 81,65 | 29,33 | -50,00 | 70,59 | 104,31 | 71,75 | 105,78 | 71,78 | 115,944 | 274,07 | 72 |
| 3-4.02.2012 | Динамика | 12,0 | 24,3 | 48,80 | 64,81 | 28,90 | -17,50 | 47,47 | 80,25 | 68,66 | 81,74 | 70,60 | 101,988 | 298,11 | 78 |
| 4-5.02.2012 | Динамика | 8,0 | 15,9 | 103,15 | 107,81 | 28,25 | -40,00 | 101,27 | 138,90 | 68,85 | 140,37 | 70,73 | 99,324 | 239,48 | 63 |
| 08.02.2012 | Статика | | 72,0 | 295,42 | 296,85 | | | 294,67 | 379,85 | 73,36 | | | | | |

379,85 - максимальное замеренное давление

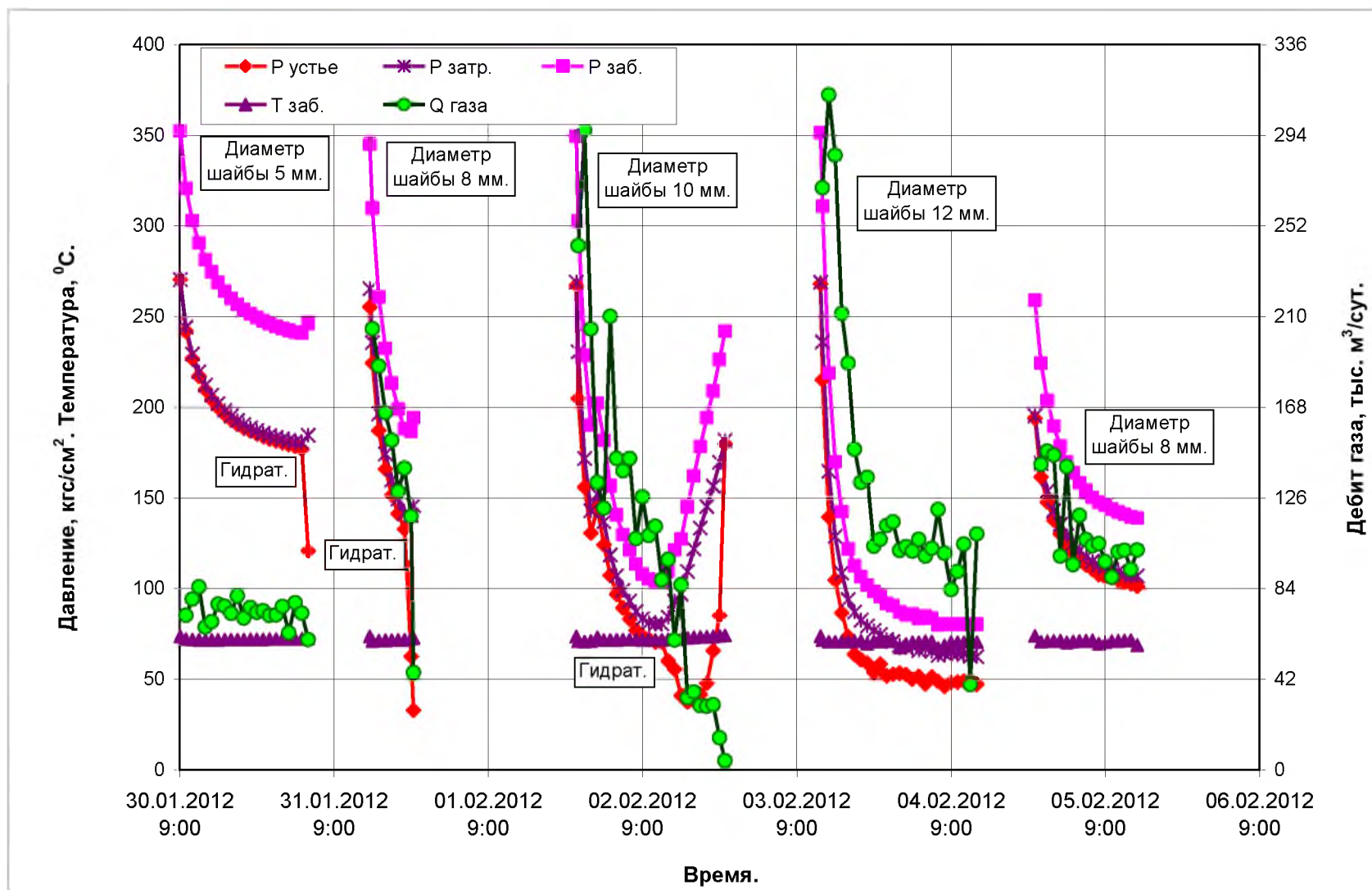
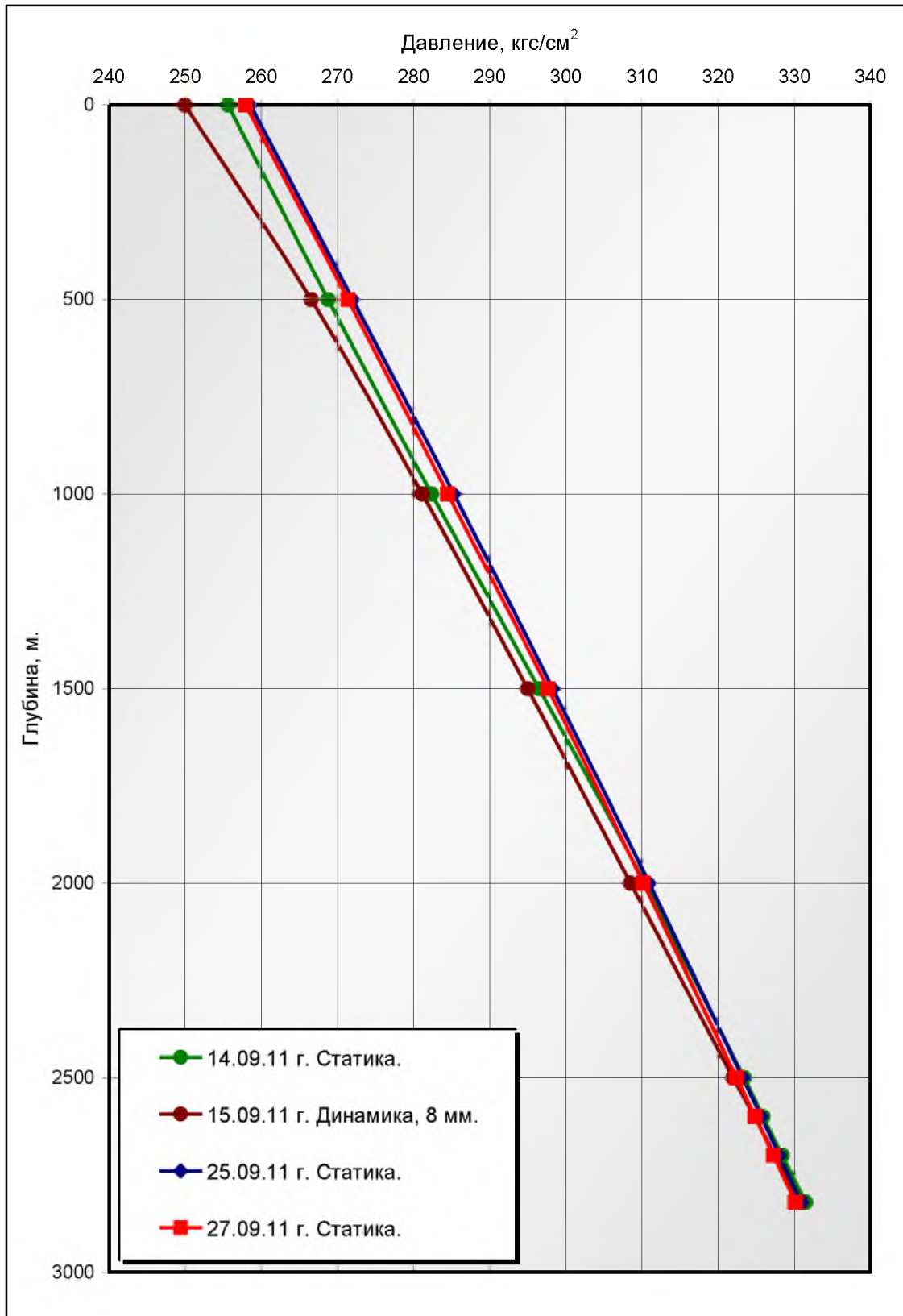
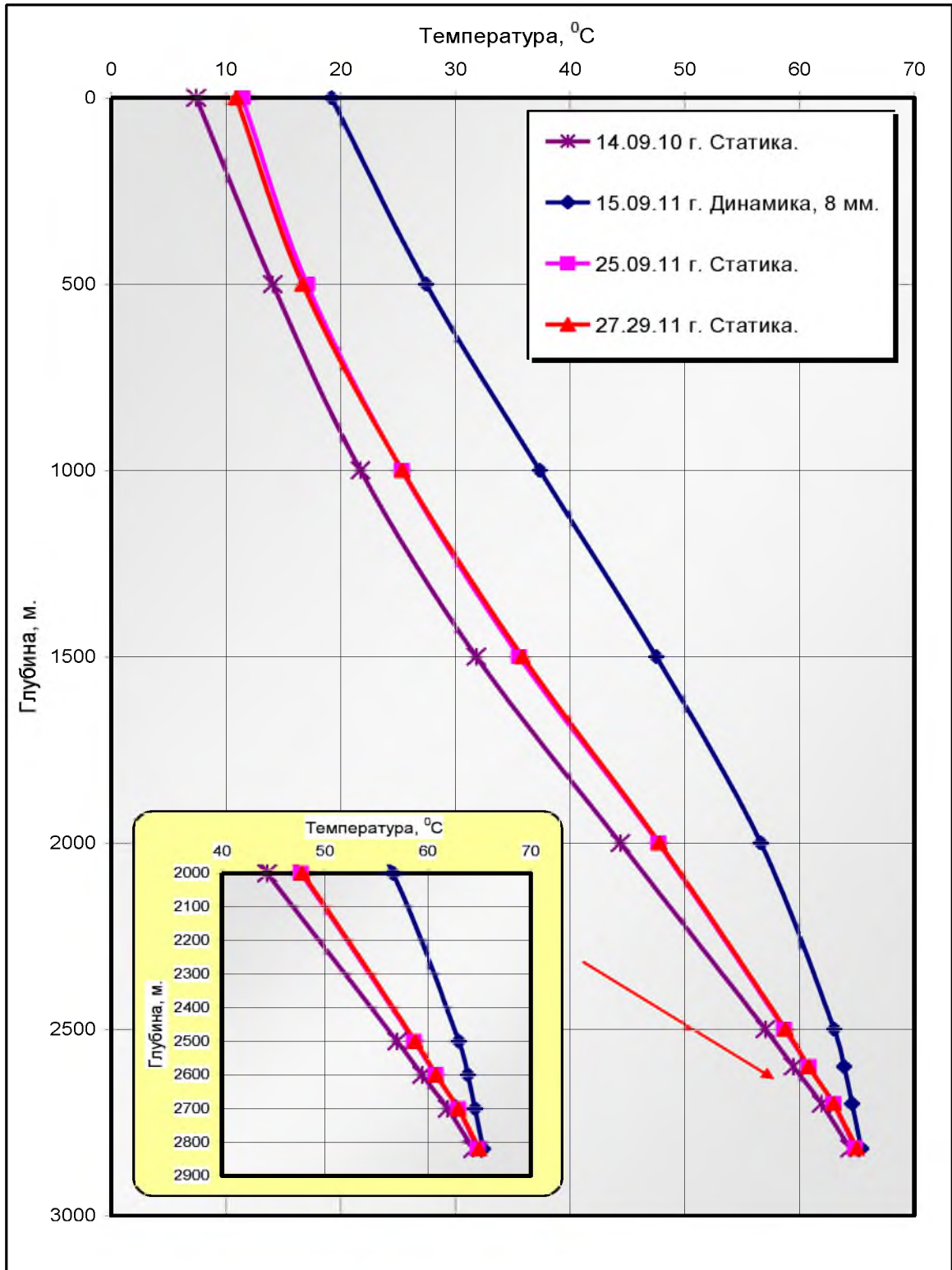


Рисунок 4.3 – Исследование скважины № X50Г Уренгойского месторождения через установку «Porta-Test»

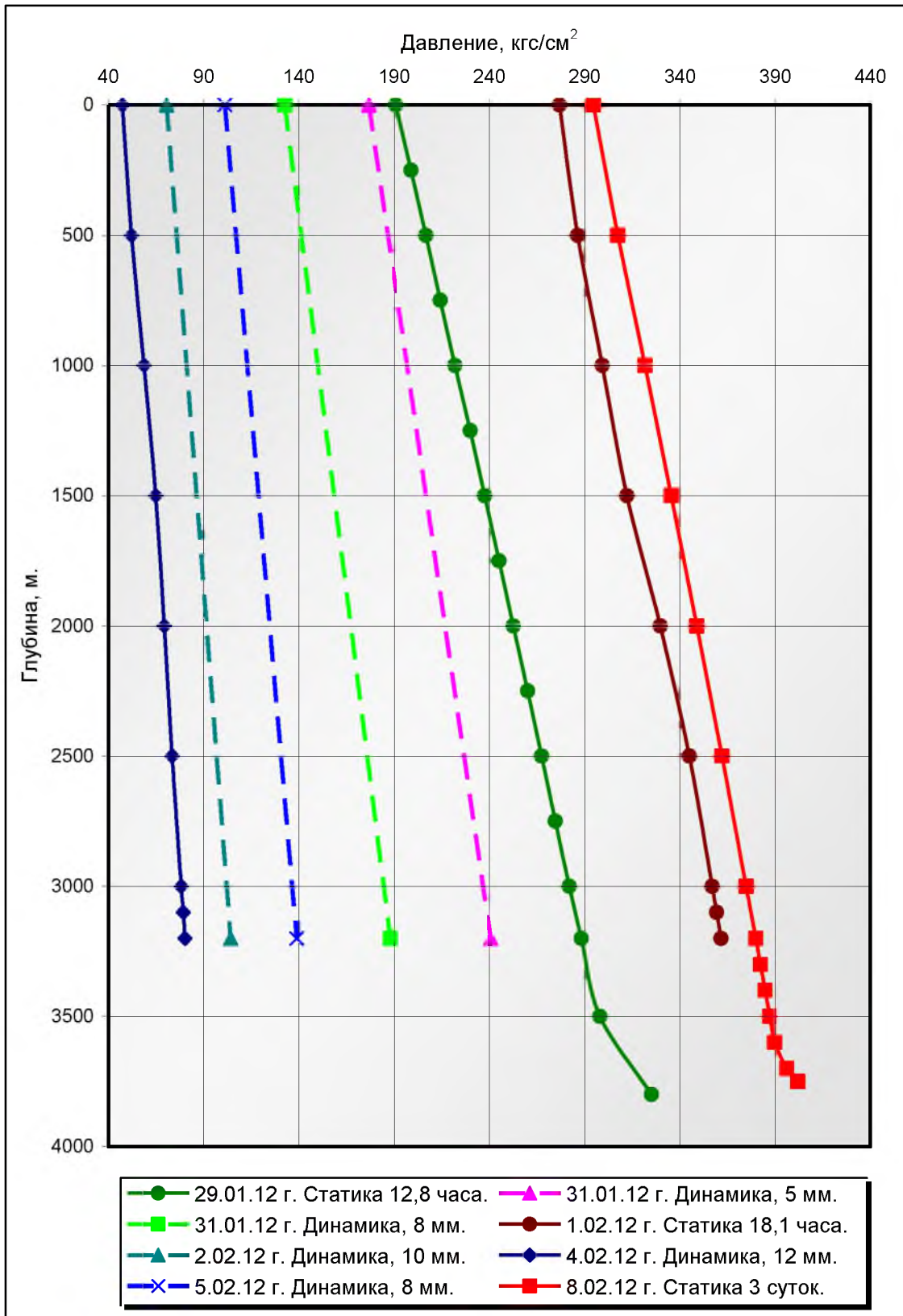


а)

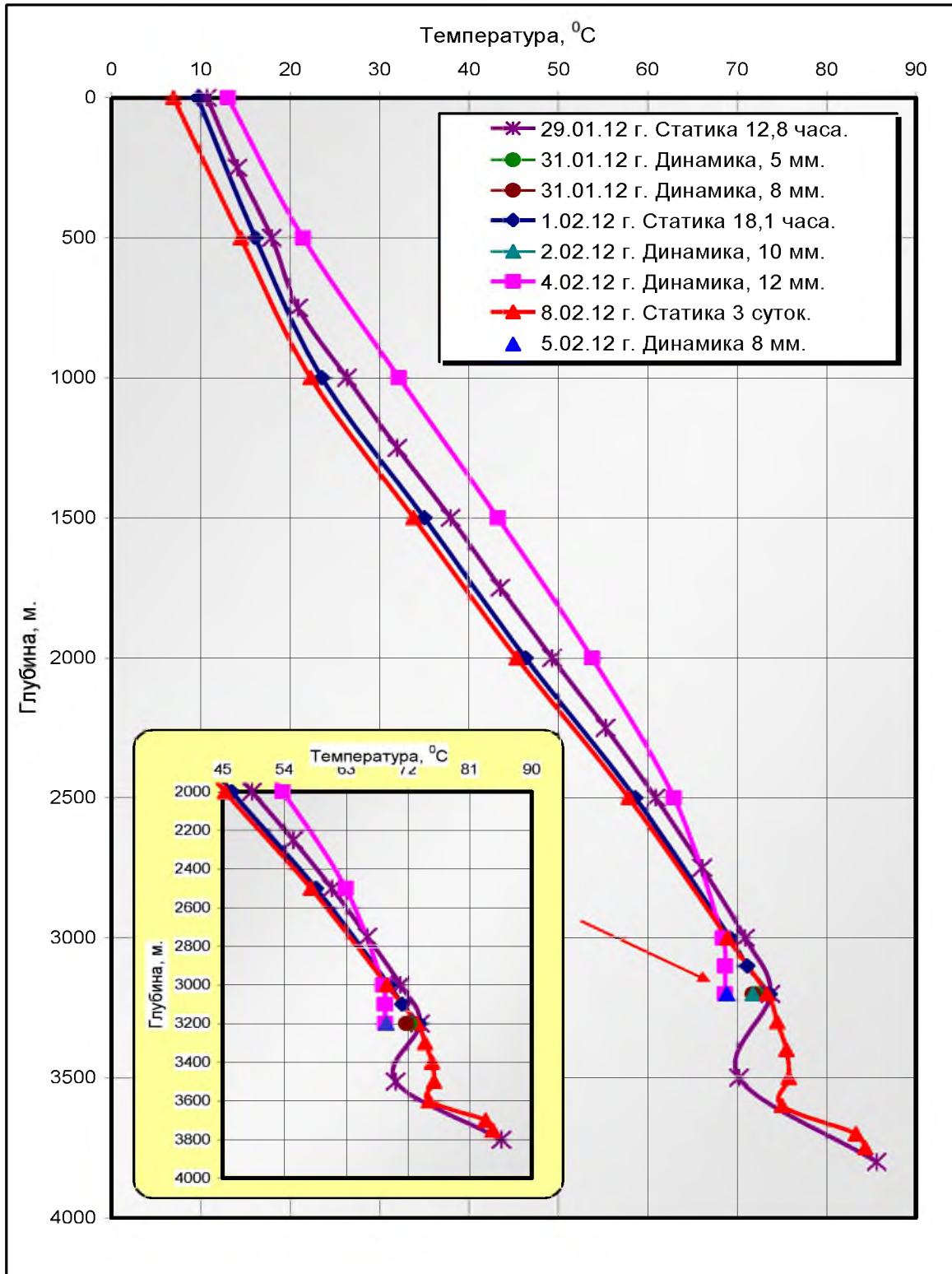


б)

Рисунок 4.4 – распределение давления (а) и температуры (б) в скважине Х41 Уренгойского месторождения



а)



б)

Рисунок 4.5 – распределение давления и температуры в скважине X50Г Уренгойского месторождения

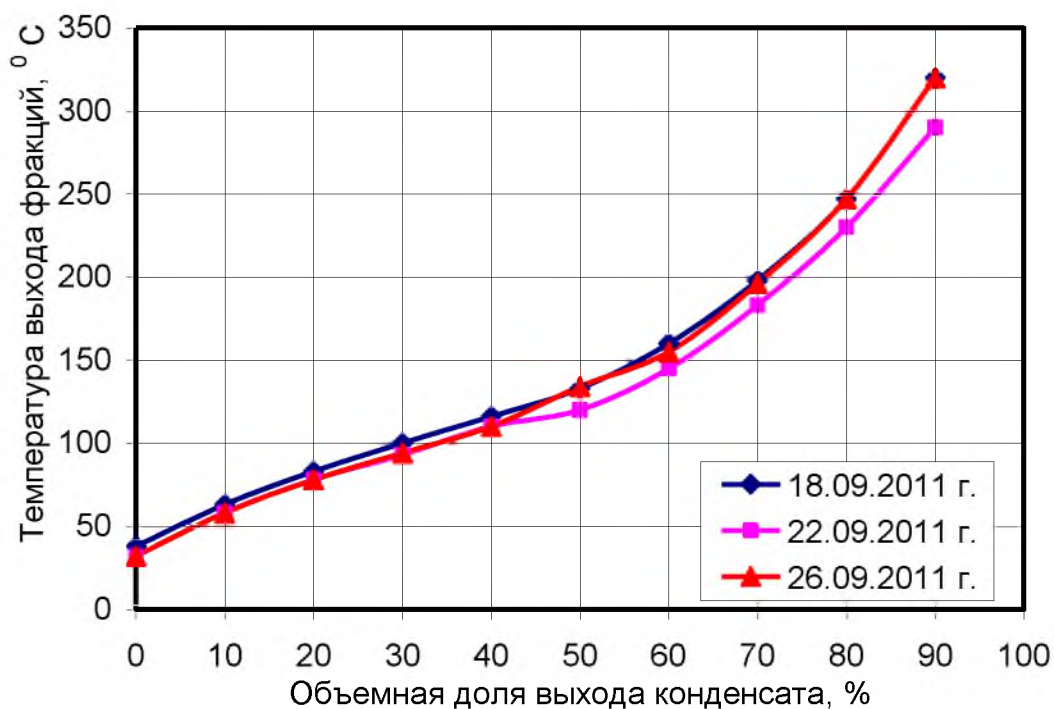


Рисунок 4.6 – Фракционные составы конденсатов

В лабораторных условиях определены зависимости плотности и кинематической вязкости конденсата от температуры. Полученные зависимости представлены на рисунках 4.7 – 4.8.

По результатам промысловых и лабораторных исследований проведен расчет состава пластовой смеси методом рекомбинации газа сепарации и нестабильного конденсата, полученным при проведении исследования через сепаратор. При расчете материального баланса принимались осредненные результаты промысловых исследований скважины через штуцер диаметром 10 мм: дебит газа сепарации 221,675 тыс. м³/сут; дебит дегазированного конденсата 11,478 м³/сут; конденсато-газовый фактор (КГФ) (нестабильного конденсата) определен для коэффициента усадки 0,617 и составил 83,9 см³/м³.

При расчете материального баланса добываемой продукции был принят состав газа сепарации, полученный при исследовании скважин. Потенциальное содержание жидких углеводородов C_{5+в} составило 38,39-

39,41 г/м³ газа сепарации или 0,87-0,90 % молярных долей. Результаты промышленных и лабораторных исследований представлены в таблице 4.4.

В лабораторных условиях проведены исследования пластовой газоконденсатной смеси из скважин X41 и X50Г, отобранных с глубины 2820 м, на установке высокого давления. Давление посадки поршня составило 280 кгс/см² при температуре 20 °С. В лабораторных условиях пробы из нижней части пробоотборника при давлении 280 кгс/см² и температуре 20 °С были переведены в установку PVT со смотровым окошком. При этих условиях через смотровое окно установки PVT убедились, что переведенная часть пробы представляет собой газовую фазу без жидкости.

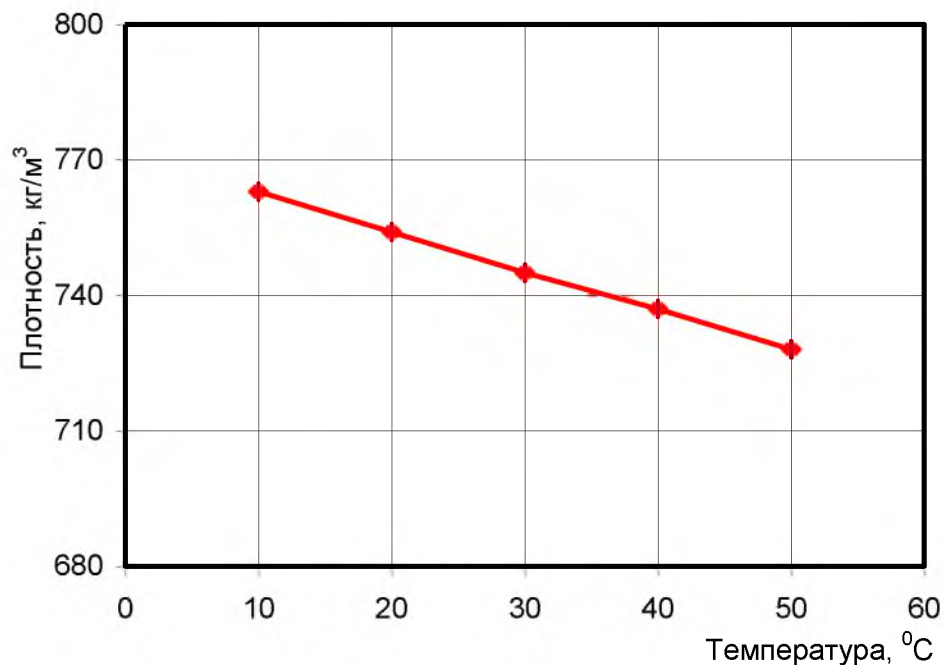


Рисунок 4.7 – Зависимость плотности конденсата от температуры

После приведения переведенной пробы к пластовым термобарическим условиям: давление 331,5 кгс/см² и температура 66,1 °С провели контактную конденсацию пробы, а затем дифференциальную конденсацию. При проведении контактной конденсации первые признаки выпадения конденсата обнаружили при давлении 265 кгс/см² и температуре 66,1 °С. Результаты контактной конденсации представлены в таблице 4.5 и на рисунке 4.9. Результаты дифференциальной конденсации представлены на рисунке 4.9.

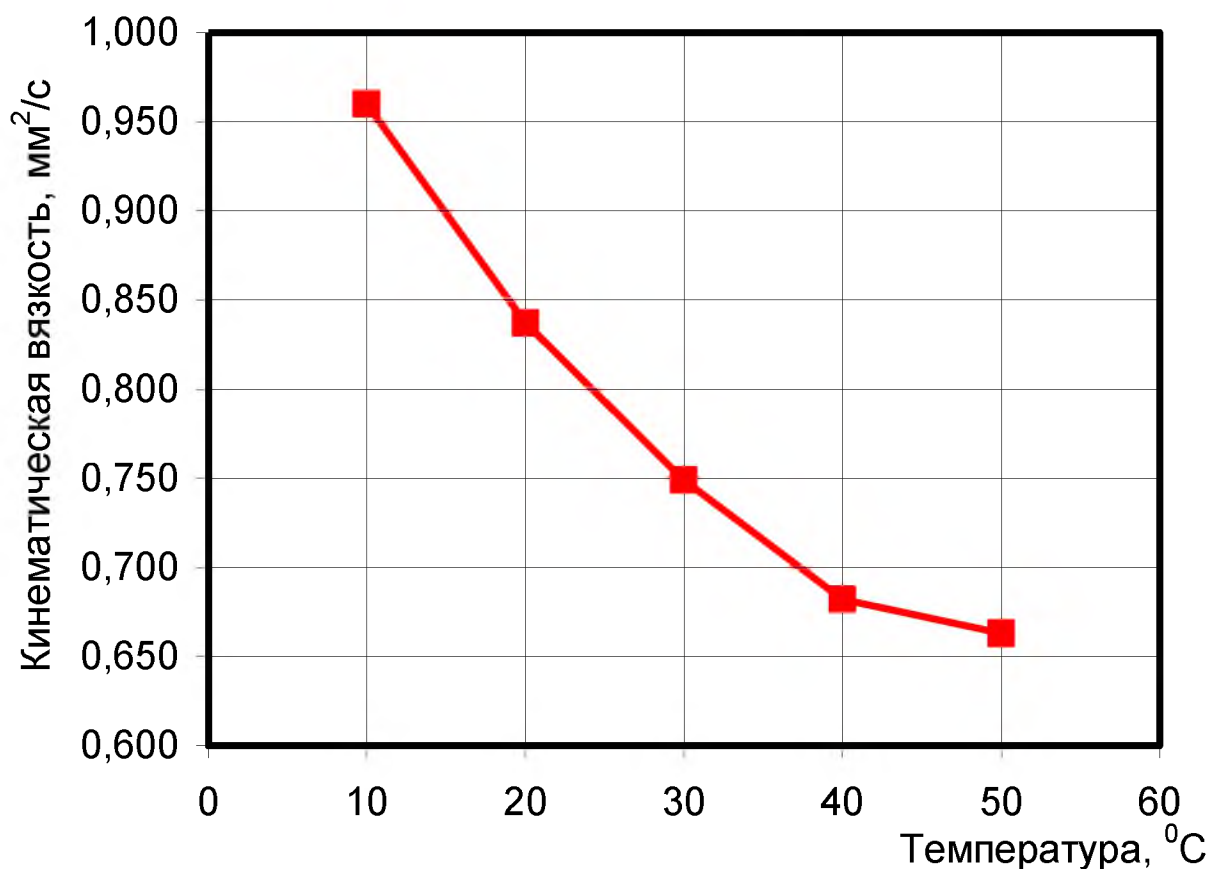


Рисунок 4.8 – Зависимость кинематической вязкости конденсата от температуры

Для проб из всех пробоотборников провели стандартную сепарацию: разжали до давления 150 кгс/см² при температуре 20 °С и, поддерживая прессом это давление, пробы разгазировали, собирая при этом выпадающий конденсат в ловушку.

При проведении дифференциальной сепарации пластовой газоконденсатной смеси из глубинных пробоотборников определялись компонентные составы газов каждой ступени, газов после стандартной (одноступенчатой) сепарации и компонентные составы дегазированного конденсата после сепарации.

Таблица 4.4 – Результаты промысловых и лабораторных исследований скважин Х41 и Х50Г Уренгойского месторождения

| Дата отбора | Параметры отбора пробы | | Дебит | | Удельный выход конденсата, см ³ /м ³ | | Плотность конденсата, кг/м ³ | | Коэффициент усадки | | Потенциальное содержание С _{5+в} грамм на 1 м ³ газа | | |
|---------------|------------------------|-----------------|---|---|--|-----------------|---|-----------------|--------------------|---------|--|------------|----------|
| | давление, МПа | температура, °С | газа сепарации, тыс.м ³ /сут | нестабильного конденсата, м ³ /сут | нестабильного | дегазированного | нестабильного | дегазированного | объемный | весовой | газа сепарации | пластового | "сухого" |
| 21-22.09.2011 | 25,00 | -44,0 | 228,747 | 19,449 | 85,0 | 52,46 | 630 | 754 | 0,617 | 0,738 | 38,39 | 37,66 | 37,99 |
| 21-22.09.2011 | 25,00 | -44,0 | 228,747 | 19,449 | 85,0 | 52,46 | 630 | 754 | 0,617 | 0,738 | 39,41 | 38,67 | 39,01 |

Продолжение таблицы 4.4

| Дата отбора | Параметры отбора пробы | | Коэффициенты пересчета | | Содержание С _{5+в} , Г | | Массовая доля С _{5+в} от потенциала, % | |
|---------------|------------------------|-----------------|------------------------|-------|---------------------------------|---------------------------|---|---------------------------|
| | давление, МПа | температура, °С | Ксух | Кпл. | в газе сепарации | в нестабильном конденсате | в газе сепарации | в нестабильном конденсате |
| 21-22.09.2011 | 25,00 | -44,0 | 0,990 | 0,981 | 0,61 | 37,78 | 1,59 | 98,41 |
| 21-22.09.2011 | 25,00 | -44,0 | 0,990 | 0,981 | 1,63 | 37,78 | 4,14 | 95,86 |

Таблица 4.5 – Результаты контактной конденсации глубинной пробы скважины Х41

| Давление, кгс/см ² | Объем выпавшего конденсата | |
|----------------------------------|----------------------------|---------------------------------|
| | см ³ | см ³ /м ³ |
| 331,5 | 0,0 | 0,0 |
| 280,0 | 0,0 | 0,0 |
| 265,0 | 0,0 | 0,0 |
| 260,0 | следы | 0,0 |
| 240,0 | 0,010 | 0,3 |
| 220,0 | 0,036 | 1,0 |
| 200,0 | 0,124 | 3,4 |
| 180,0 | 0,203 | 5,6 |
| 160,0 | 0,321 | 8,9 |
| 140,0 | 0,410 | 11,4 |
| 120,0 | 0,499 | 13,8 |
| 110,0 | 0,524 | 14,5 |

4.3 Определение продуктивности вертикальных и горизонтальных скважин газоконденсатных месторождений

При исследовании скважины отработывалась на четырех режимах прямого хода (штуцеры диаметром 4, 8, 9, 10) и одном режиме обратного хода (штуцер диаметром 8 мм). Так как сепарационная установка не предназначена для исследований с высоким дебитом и имеет рабочее давление 36 кгс/см², то исследования через сепаратор на штуцерах большого диаметра не проводились, а использован экспресс-метод через ДИКТ на четырех режимах (штуцеры диаметром 8,1; 12,0; 16,25; 20,0 мм). Скважина работала на каждом режиме 1 час, после работы на режиме останавливалась на 1 час. Дебит газа на каждом режиме рассчитывался по формуле:

$$Q = \frac{c \times P \times \Delta}{\sqrt{\rho \times z \times T}} \quad (4.2)$$

где, Q - дебит газа, тыс.м³ /сут.;

P - абсолютное давление перед диафрагмой, кгс/см²;

ρ - относительная плотность газа по воздуху;

T - абсолютная температура перед диафрагмой, К;

z - коэффициент сверхсжимаемости при P и T ;

c - коэффициент, зависящий от диаметра диафрагмы;

Δ - поправочный коэффициент для учета изменения показателя адиабаты реального газа.

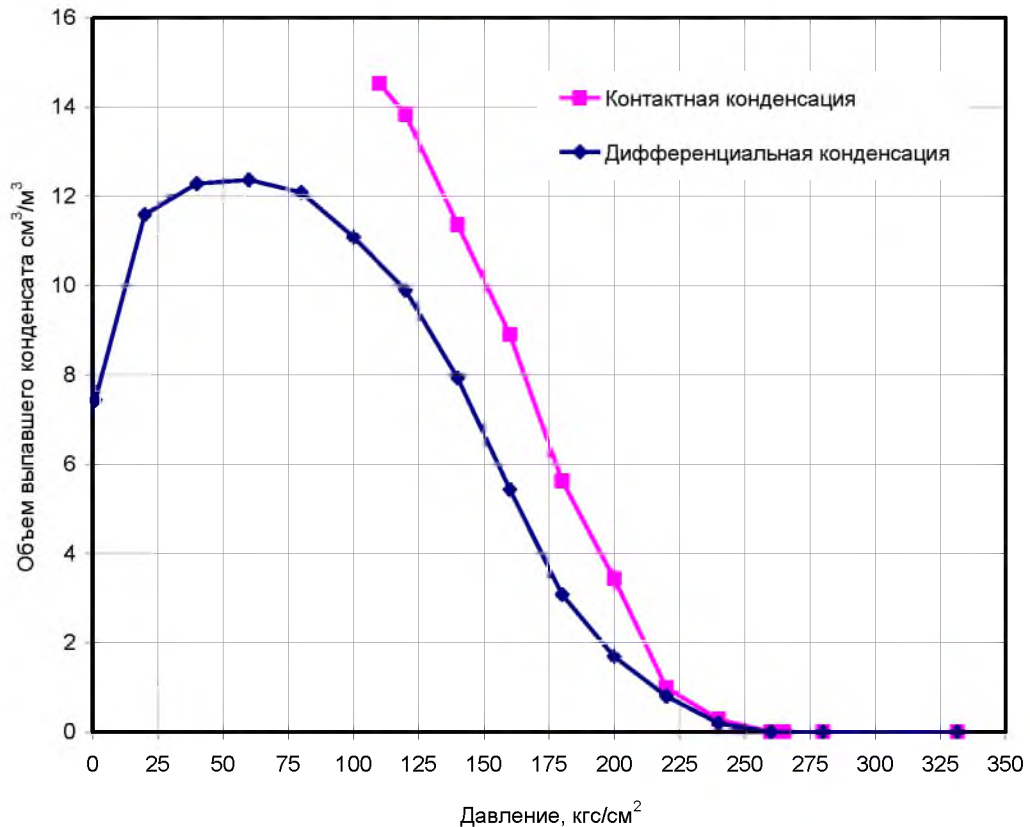


Рисунок 4.9 – Кривые контактной и дифференциальной конденсации

В процессе работы скважины фиксировались следующие параметры: давление на устье скважины, давление и температура на ДИКТ.

По результатам замеров устьевого давления и дебитов газа рассчитывалось забойное давление на каждом режиме. Расчетным путем определены уровни жидкости в затрубном пространстве, которые превышали уровень башмака НКТ (2820 м) на 1-4 режимах, соответственно, на 3,7; 3,0; 2,3 и 1,1 м. Рассчитаны забойные давления (на глубине 2820 м). По критическим параметрам пластовой смеси определены коэффициенты

сверхсжимаемости для пластового, забойных и устьевых давлений для состава пластового газа, в котором молярная доля углеводородов $C_{5+в}$ и неуглеводородных компонентов превышает 5 %.

Обработка данных проводилась по методике для экспресс-метода исследования. Исходная формула для обработки имеет вид:

$$P_{пл}^2 - P_{з.и}^2(t_p) = a(t_p)Q_i(t_p) + bQ_i^2(t_p) + \beta C_i(t_p) \quad (4.3)$$

$$\frac{P_{пл}^2 - P_{з.и}^2(t_p) - \beta C_i(t_p)}{Q_i(t_p)}$$

Обработка результатов испытания в координатах

= $f[Q_i(t_p)]$

позволяет определить коэффициенты фильтрационных сопротивлений $a(t_p)$ и b . Результаты испытания экспресс-методом обрабатываются только при известном коэффициенте β , как тангенс угла наклона КВД, обработанной в координатах $P_3^2(t) = f(\lg t)$.

За пластовое давление при обработке результатов исследования на режимах принималось давление, равное $331,5 \text{ кгс/см}^2$, замеренное на глубине 2820 м перед началом исследования.

При известном коэффициенте b для определения истинного значения коэффициента $a_{ис}$, соответствующего стабилизированным величинам забойных давлений и дебитов, необходимо на одном из режимов дожидаться полной стабилизации забойного давления и дебита, используя уравнение:

$$a_{ис} = \left[P_{пл}^2 - P_3^2(t_{ст}) \right] / Q(t_{ст}) - bQ^2(t_{ст}), \quad (4.4)$$

где b – коэффициент, определяемый по результатам исследования скважины экспресс-методом; $P_3(t_{ст})$ – забойное давление на режиме, с которым эксплуатируется скважина после стабилизации; $Q(t_{ст})$ – дебит скважины после стабилизации работы на данном режиме; $t_{ст}$ – время стабилизации.

При определении истинного значения коэффициента фильтрационного сопротивления a принят режим работы на штуцере 8 мм с

25 до 26.09.2011 г. Через 20 часов дебит достиг 100-147 тыс.м³/сут, за расчетный принят дебит 100 тыс.м³/сут.

Результаты расчета параметров для построения индикаторной кривой для скважины X41 приведены в таблице 4.6, индикаторная кривая показана на рисунке 4.10.

Параметры пласта, рассчитанные по индикаторной кривой, составили:

- коэффициент фильтрационного сопротивления $a = 13,75 \text{ (кгс/см}^2\text{)}^2 / \text{(тыс.м}^3\text{/сут)}$

- коэффициент фильтрационного сопротивления $b = 0.0276 \text{ (кгс/см}^2\text{)}^2 / \text{(тыс.м}^3\text{/сут)}^2$

- абсолютно-свободный дебит газа – 1761 тыс.м³/сут

- комплексный параметр $k \cdot h / \mu = 25,237 \text{ Д} \cdot \text{м/ мПа} \cdot \text{с}$.

Таблица 4.6 – Таблица для построения индикаторной кривой скважины X41

Пластовое давление $P_{пл.}, \text{ кгс/см}^2 = 331,5$

Время работы на каждом режиме и время остановки между режимами $t_{pi} = t_c = 3600 \text{ с}$

Коэффициент $\beta = 49,7$

Параметры стабилизированного режима: $P_{заб}(t_{ст}) = 329 \text{ кгс/см}^2$
 $Q(t_{ст}) = 100 \text{ тыс. м}^3\text{/сут}$

| № режима | $P_y,$ кгс/см ² | $P_{затр},$ кгс/см ² | $P_{заб}(t_p),$ кгс/см ² | $P_{заб}^2(t_p),$ (кгс/см ²) ² | $P_{пл}^2 - P_{заб}^2(t_p),$ (кгс/см ²) ² | $Q(t_p),$ тыс. м ³ /сут | C_i | $\Delta P^2 - \beta C_i,$ (кгс/см ²) ² | $\frac{\Delta P^2 - \beta C_i}{Q(t_p)}$ |
|----------|-------------------------------|------------------------------------|--|--|---|---------------------------------------|--------|--|---|
| Статика | | | 331,5 | | | 0 | | 0 | |
| 1 | 244,2 | 259,8 | 322,8 | 104199,8 | 5692,4 | 321,3 | 0,00 | 5692,41 | 17,717 |
| 2 | 222,6 | 259,9 | 305,1 | 93086,0 | 16806,2 | 576,7 | 56,55 | 13995,85 | 24,268 |
| 3 | 199,3 | 260,2 | 283,8 | 80542,4 | 29349,8 | 823,3 | 132,67 | 22756,14 | 27,639 |
| 4 | 177,1 | 260,7 | 261,3 | 68277,7 | 41614,6 | 856,6 | 222,38 | 30562,37 | 35,677 |

Результаты расчета параметров для построения индикаторной кривой для скважины X50Г приведены в таблице 4.7, индикаторная кривая показана на рисунке 4.11.

Параметры пласта, рассчитанные по индикаторной кривой, составили:

- коэффициент фильтрационного сопротивления $a = 867,7 \text{ (кгс/см}^2\text{)}^2 / \text{(тыс.м}^3\text{/сут)}$

- коэффициент фильтрационного сопротивления $b = 4.33 \text{ (кгс/см}^2\text{)}^2 / \text{(тыс.м}^3\text{/сут)}^2$

- абсолютно-свободный дебит газа – 216 тыс.м³/сут.

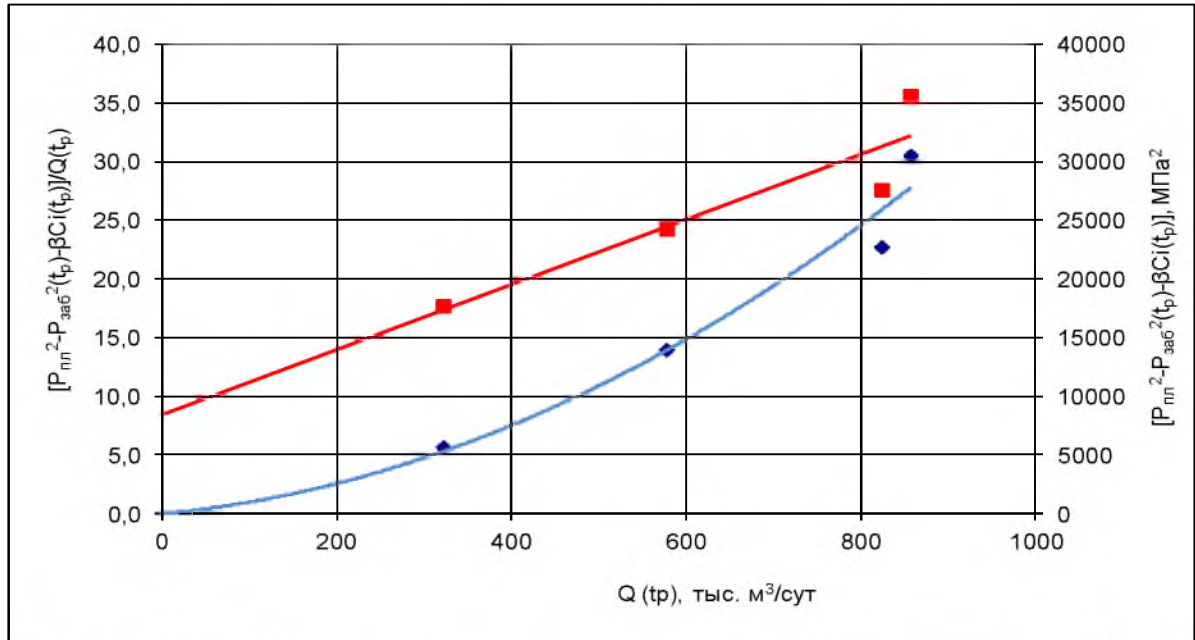


Рисунок 4.10 – Индикаторная диаграмма скважины № X41 Уренгойского месторождения

4.4 Определение фильтрационных параметров газоконденсатного пласта при вскрытии вертикальными и горизонтальными скважинами

В скважине X41 Уренгойского месторождения на глубине 2820 м проводилась запись давления и температуры при работе и остановке. Скважина до остановки работала со средним дебитом газа 233 тыс.м³/сут. Кривая восстановления давления (КВД) записывалась в течение суток. На рисунке 4.12 показан график изменения дебита и забойного давления в этот период.

Обработка КВД выполнялась с использованием программного комплекса «Saphir» для газоконденсатной смеси, находящейся в пластовых условиях в газообразном состоянии. Параметры пластовой газоконденсатной смеси определялись по результатам промысловых и лабораторных

исследований отобранных проб газа сепарации и нестабильного конденсата. На рисунках 4.13 – 4.16 показаны результаты обработки КВД в полу- и билогарифмических координатах для различных моделей (вертикальная скважина в однородном бесконечном пласте и модель вертикальной скважины, трещина, пласт с двойной пористостью).

Таблица 4.7 – Таблица для построения индикаторной кривой скважины X50Г

| | |
|--------------------|-----------------------|
| Дата исследования: | 29.01.12 |
| $P_{пл. д.}$ | кгс/с |
| = | 379,85 м ² |
| $T_{пл.}$ | |
| = | 346,72 К |

| № режима | $P_{гол.}$ кгс/см ² | $P_{заб.}$ кгс/см ² | $P^2_{заб.}$ кгс/м ² | $Q_{см}$ тыс.м ³ /сут. | $m'_{ср} * Z_{ср}$ | $m'_{ср}$ | $Q_{см} m'_{ср}$ тыс.м ³ /сут. | $P^2_{пл} - P^2_{заб}$ $m'^2_{ср} * Z_{ср}$ (кгс/с м ²) ² | $P^2_{пл} - P^2_{заб}$ $Q_{ср} * m'_{ср} * Z_{ср}$ кгс*сут/с м ² *тыс.м ³ | $D P$ кгс/с м ² | Скорость газоконденсатного потока, м/сек | |
|----------|-----------------------------------|-----------------------------------|------------------------------------|--------------------------------------|--------------------|-----------|--|--|---|-------------------------------|--|----------------------|
| | | | | | | | | | | | на устье d=6,2 см | на забое d=6,2 см |
| Статика | 190,6 | 288,3 | 83088,1 | 0 | | | 0 | 0 | | 0,0 | | |
| 1 | 179,4 | 240,7 | 57936,5 | 72,187 | 1,79 | 1,940 | 37,196 | 22 926 | 32 | 139,2 | 239,22 | 123,27 |
| 2 | 136,9 | 188,0 | 35347,8 | 134,292 | 1,79 | 1,938 | 69,262 | 28 978 | 12 | 191,8 | 445,04 | 229,53 |
| 3 | 72,1 | 104,3 | 10880,6 | 115,944 | 1,79 | 1,936 | 59,873 | 35 575 | 19 | 275,5 | 384,23 | 198,42 |
| 4 | 48,8 | 80,3 | 6440,1 | 101,988 | 1,79 | 1,936 | 52,673 | 36 769 | 26 | 299,6 | 337,98 | 174,56 |
| 5 | 103,2 | 138,9 | 19293,2 | 99,324 | 1,79 | 1,935 | 51,306 | 33 352 | 25 | 241,0 | 329,16 | 170,03 |
| 6 | 295,4 | 379,9 | 144286,0 | 0 | | | 0 | | | | | |

Как видно из диагностических графиков, имеется большой разброс производной давления, вероятно, связанный с поступлением газожидкостной смеси. Это не позволяет точно выделить участок радиального притока. Причина снижения давления через пять часов после остановки может быть

связана со снижением температуры на глубине замера (расчеты показали, что снижение температуры соответствует снижению давления). Поведение пластового давления (замер давления и температуры производился не на уровне работающих интервалов) после остановки может быть обусловлено следующими причинами: если имеется трещина, то восстановление происходит быстро, при восстановлении давления происходит и снижение температуры, что приводит к снижению давления. Однако в начальный момент процесс восстановления давления преобладает над процессом снижения давления из-за температуры. Через пять часов остановки после восстановления давления большее влияние оказывает уже снижение температуры. В связи с этим последний участок (снижения давления) не следует принимать во внимание при обработке КВД для определения параметров пласта.

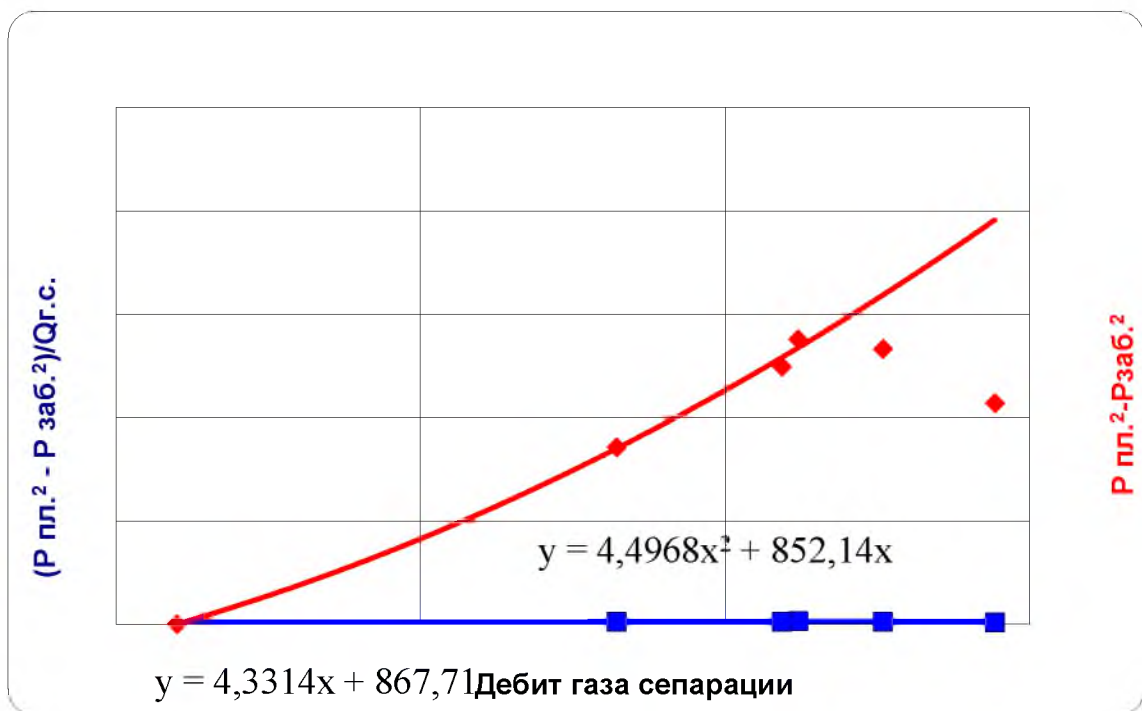


Рисунок 4.11 – Индикаторная диаграмма скважины № X50Г Уренгойского месторождения

По результатам обработки КВД получены параметры удаленной зоны пласта (ориентировочно), приведенные в таблице 4.8. По результатам исследований получают комплексный параметр « $k \cdot h / \mu$ ». По составу пластовой смеси рассчитан коэффициент динамической вязкости μ , который

составил $0,0277 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Параметр « $k\cdot h$ » при этом равен $0,699 \text{ Д}\cdot\text{м}$. Так как неизвестна эффективная толщина (h) продуктивных пластов, то и определить коэффициент проницаемости невозможно.

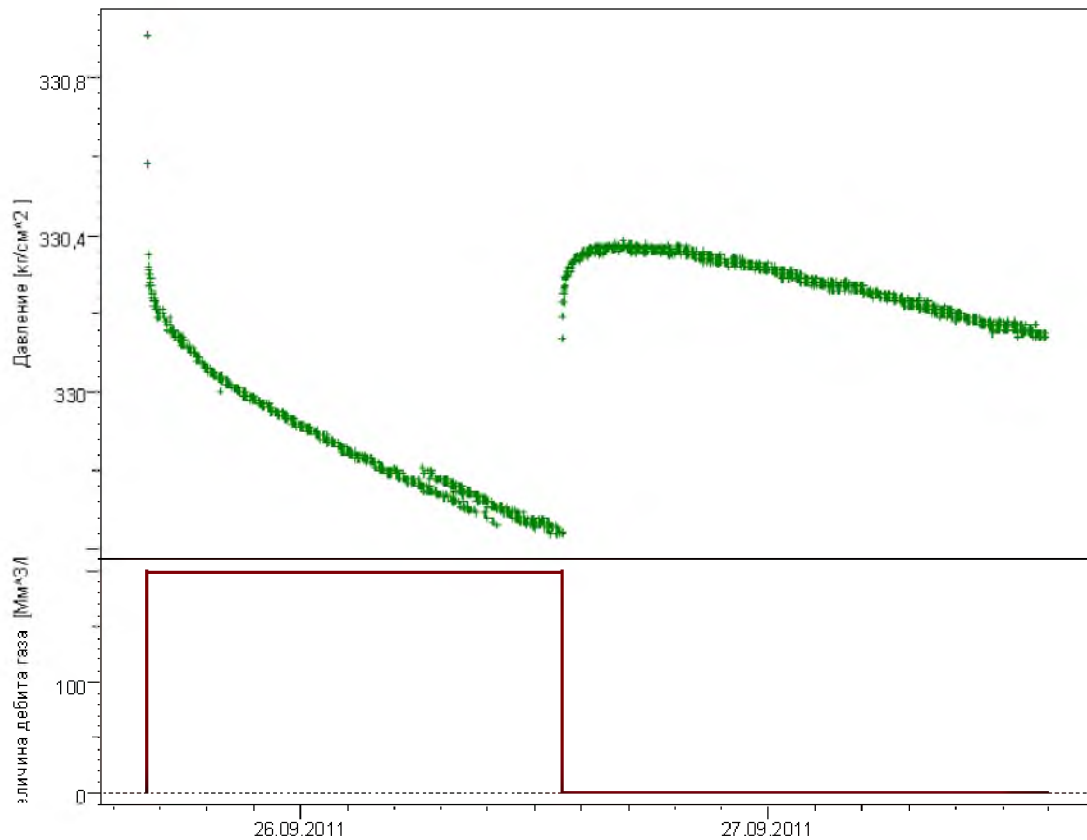


Рисунок 4.12 – Изменение дебитов и забойных давлений при исследовании скважины № X41 Уренгойская

В скважине X50Г Уренгойского месторождения на глубине 3200 м проводилась запись давления и температуры при работе и остановке. Скважина до остановки работала со средним дебитом газа $99,3 \text{ тыс.м}^3/\text{сут}$. Кривая восстановления давления (КВД) записывалась в течение суток. На рисунке 4.17 показаны графики изменения дебита, забойного давления и температуры в этот период.

Обработка КВД выполнялась с использованием программного комплекса «Saphir» для газоконденсатной смеси, находящейся в пластовых условиях в газообразном состоянии. Параметры пластовой газоконденсатной смеси определялись по результатам промысловых и лабораторных исследований отобранных проб газа сепарации и нестабильного конденсата.

На рисунках 4.18 – 4.19 показаны результаты обработки КВД в полу- и билогарифмических координатах для модели горизонтальной скважины.

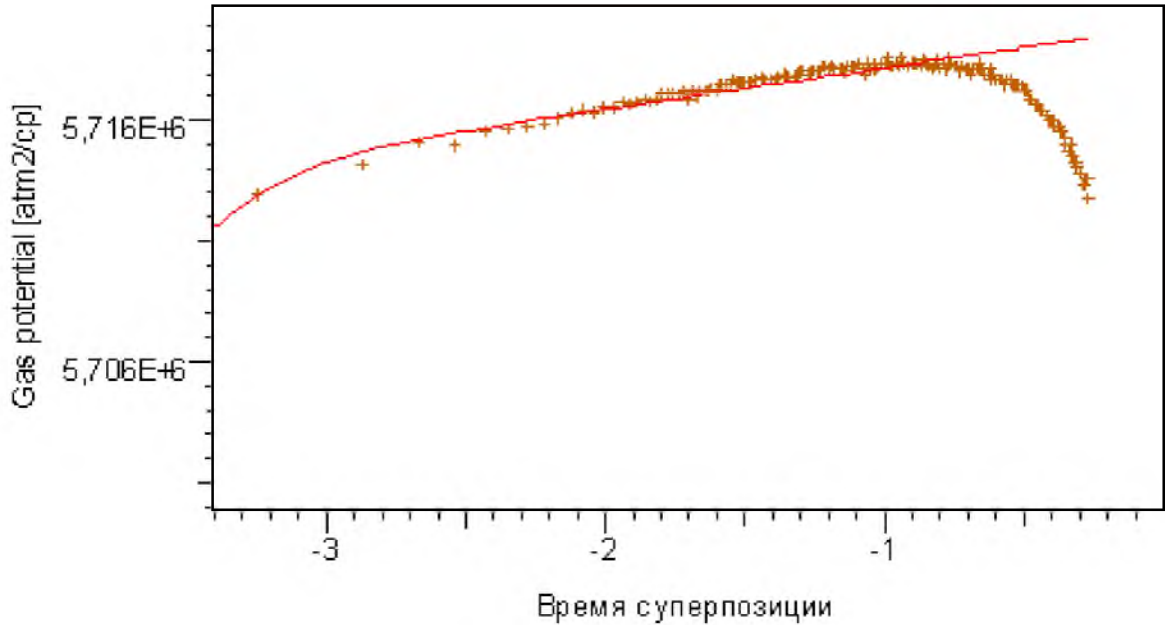


Рисунок 4.13 – Обработка КВД в полулогарифмических координатах (вертикальная скважина, однородный пласт)

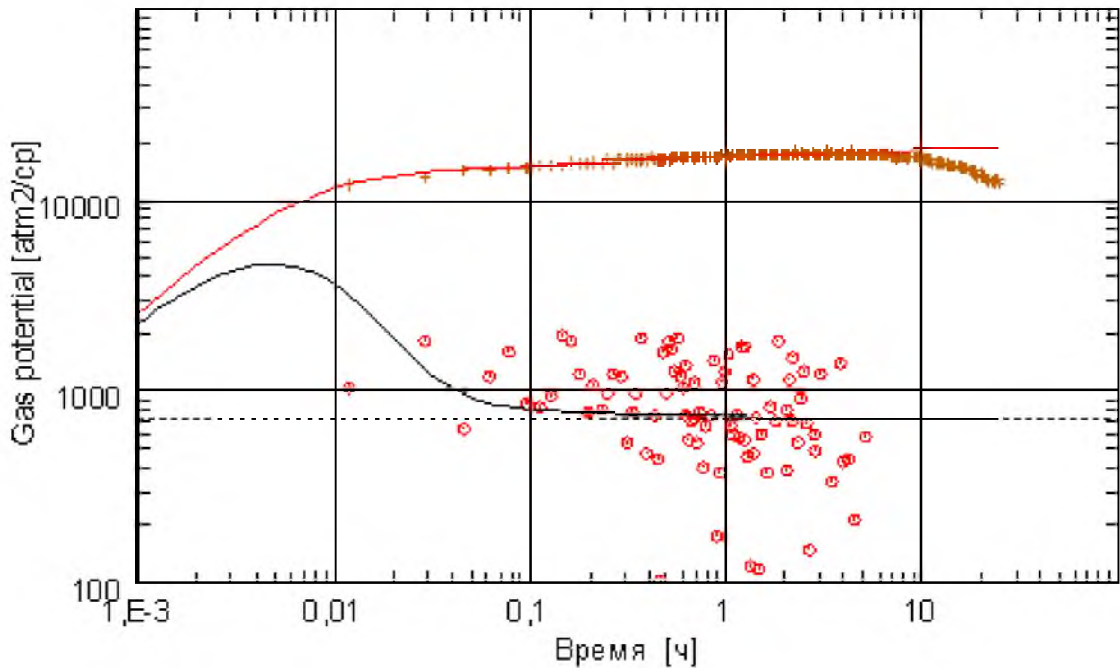


Рисунок 4.14 – Обработка КВД в билогарифмических координатах (вертикальная скважина, однородный пласт)

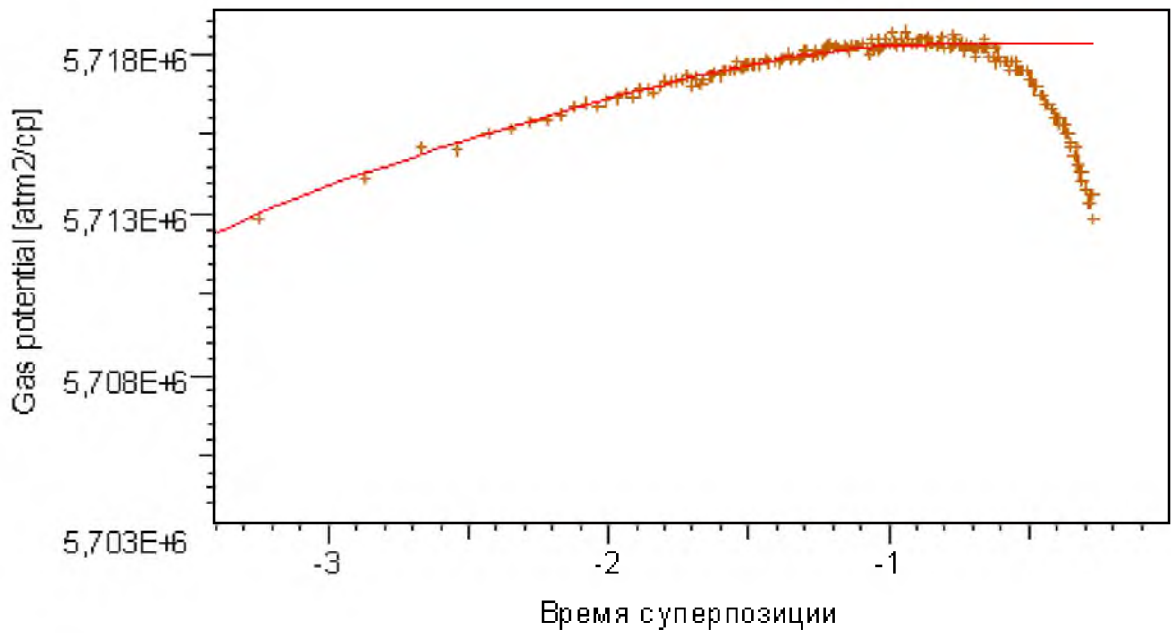


Рисунок 4.15 – Обработка КВД в полулогарифмических координатах (вертикальная скважина, трещина, пласт с двойной пористости)

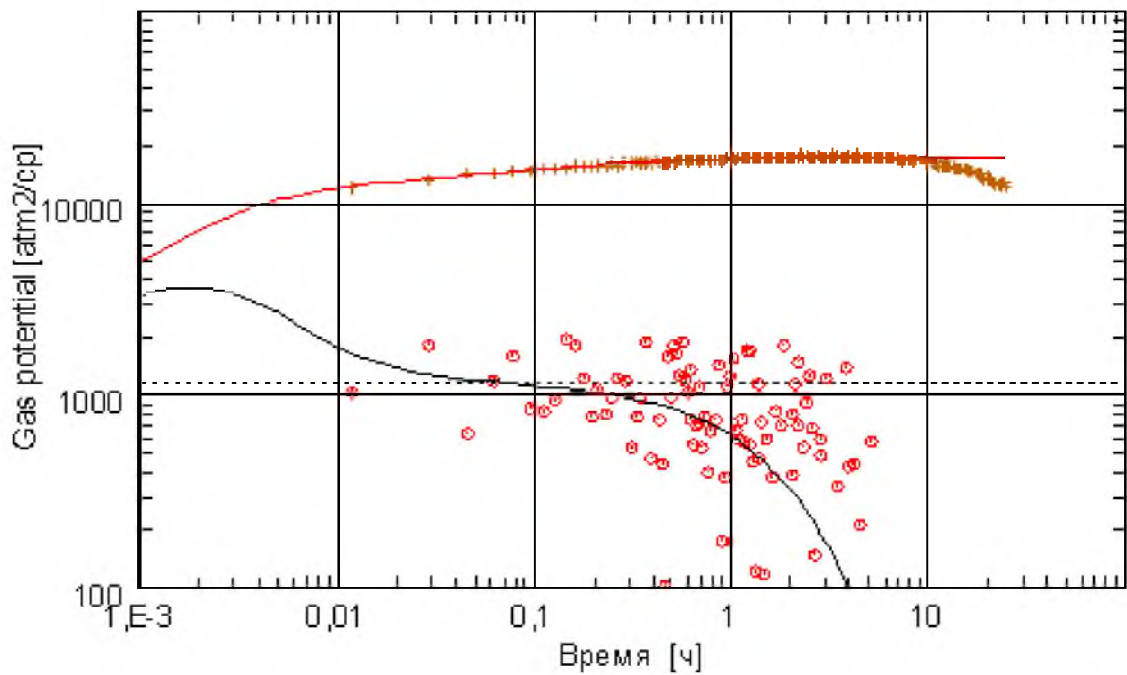


Рисунок 4.16 – Обработка КВД в билогарифмических координатах (вертикальная скважина, трещина, пласт с двойной пористостью)

Анализ замеров температуры (рис. 4.17б) позволяет определить интервалы притока газа и жидкости по стволу скважины. Термограммы приборов 1, 2 и 3, расположенных в дальней части первого интервала перфорации показывают рост температуры в процессе обработки, что характеризует приток пластового флюида в жидком агрегатном состоянии в

интервале установки приборов. Учитывая, что в процессе испытания после освоения и отработки скважины на устье пластовая вода не выделяется, то приток жидкости связан с притоком конденсата, выпавшего в призабойной зоне пласта. В интервале установки приборов 4, 5, 6, 7 (ближняя часть третьего интервала перфорации и второй интервал) приток характеризуется газом. На термограмме этот интервал характеризуется снижением температуры в процессе отработки на установившихся режимах вследствие проявления дроссельного эффекта Джоуля-Томсона. В интервале установки приборов 8 и 9 термограммы иллюстрируют приток пластового флюида (конденсата) на фоне проявления дроссельного эффекта Джоуля-Томсона вследствие фильтрации газа.

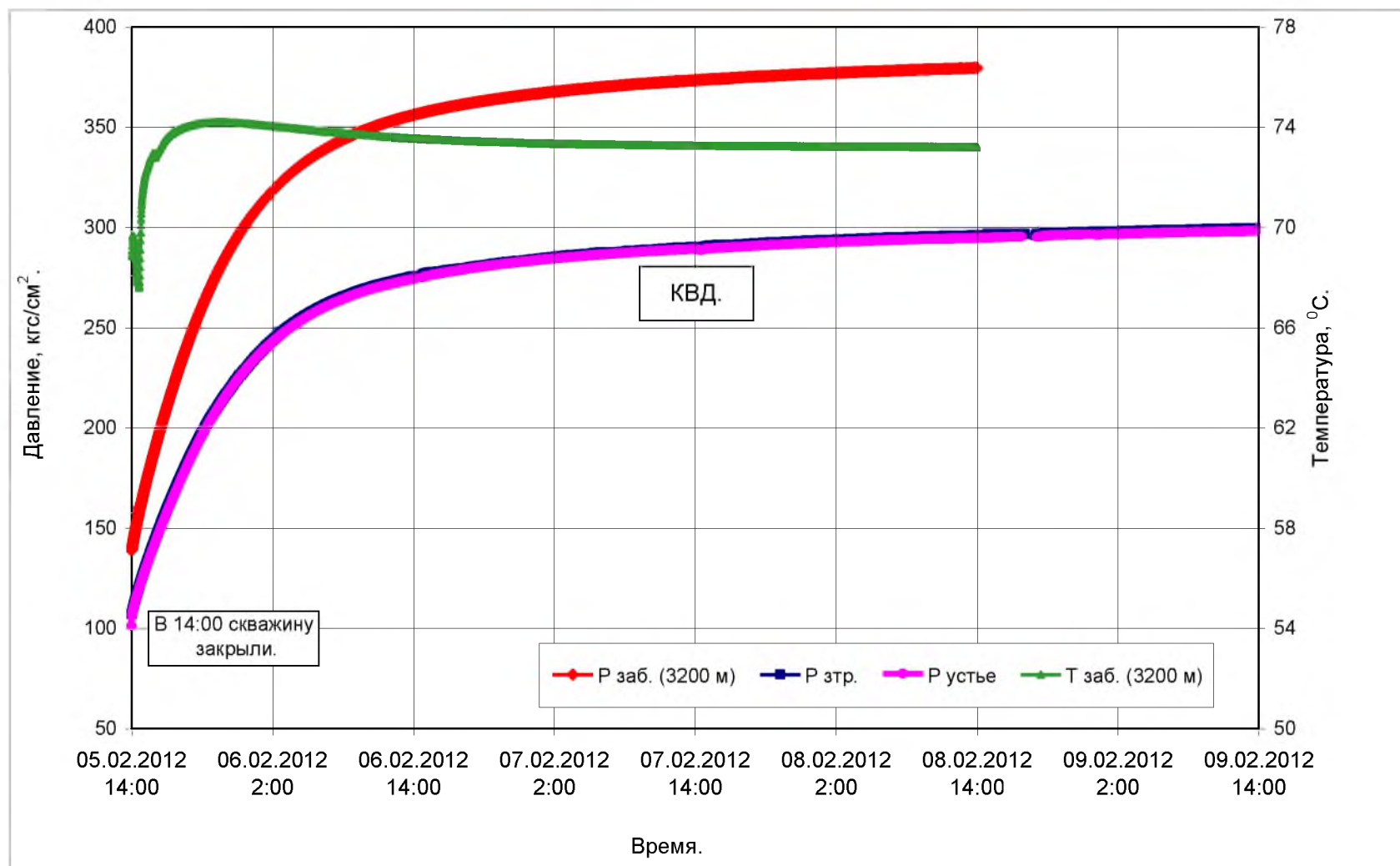
Таблица 4.8 – Результаты обработки КВД скважины Х41

| Имя | Значение | Имя | 2 пористый пласт + трещина | Бесконечный |
|--------------------------------|-------------------------------|---|----------------------------------|------------------------|
| Дата исследования | 26-27.09.2011 | Параметры модели | | |
| Интервал пласта | 2820-2900 м 2911,35-3068 м | $C, \text{ м}^3/\text{см}^2/\text{кгс}$ | 0,1 – 8,1 | 0,2 |
| Глубина установки манометра | 2820 м | Скин | 3,7 | 0 |
| Пористость m | 10 % | $R_{пл}, \text{ кгс}/\text{см}^2$ | 330,37-330,39 | 330,51 |
| Радиус скважины r_c | 0,084 м | $k.h, \text{ мД} \cdot \text{м}$ | 3750-5020 | 5020 |
| Эффективная толщина пласта h | м | Пласт | PSS с 2 пористостью | Бесконечный однородный |
| Динамическая вязкость | 0,0277 мПа·с | Граница | бесконечная | бесконечная |
| Вариант модели | Стандартная модель | Общая длина трещины, м | 7-40 | |
| Скважина | вертикальная | Радиус исследования, м | | 267 |
| | | Тестируемый объем | | $8,32 \cdot 10^{-8}$ |

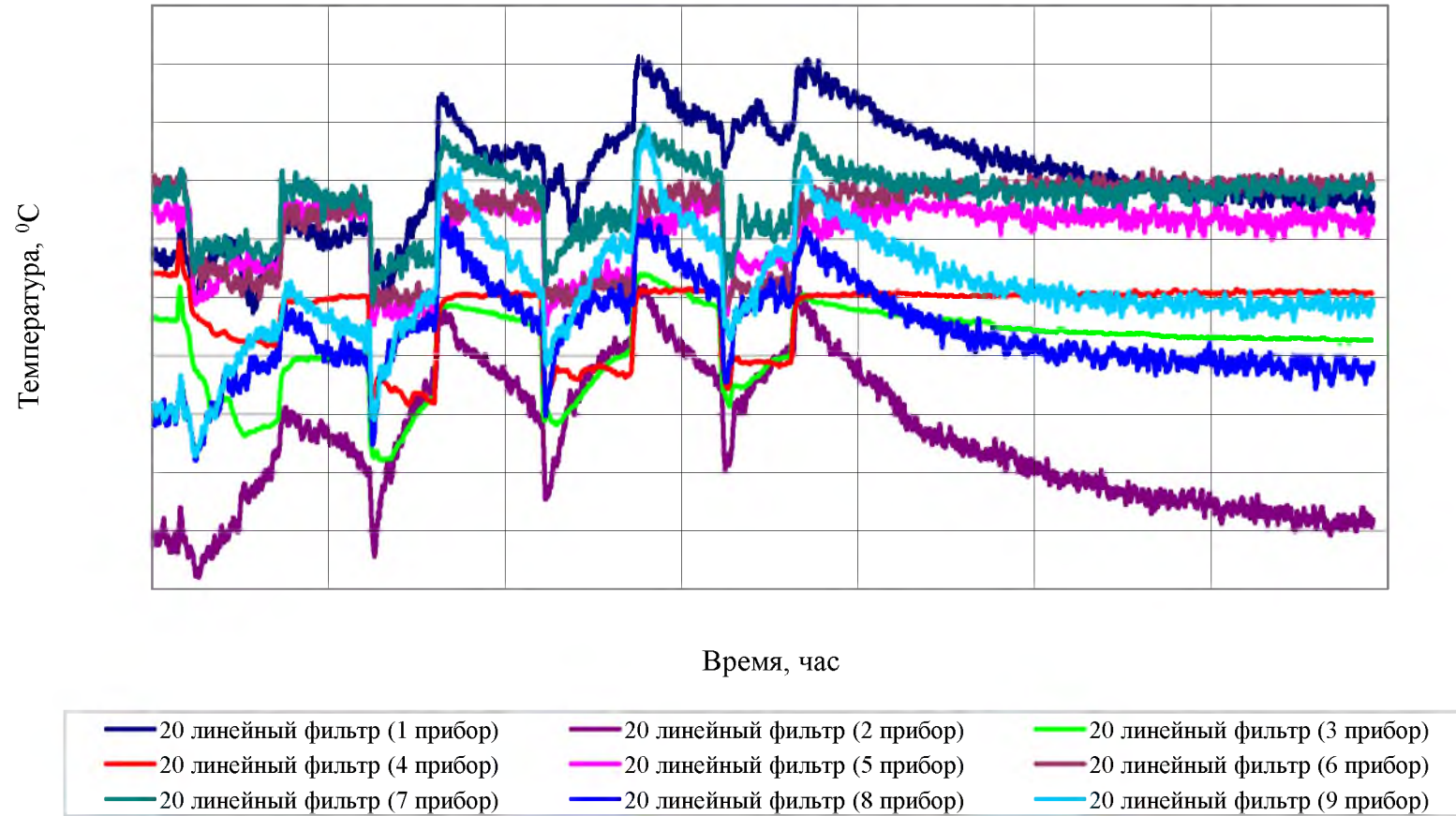
В результате проведенных исследований получено следующее.

Исследования скважины на режимах с высокими дебитами (выше 200 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$) через сепарационную установку не проведены из-за низкой производительности сепаратора. Параметры сепарации при исследовании на

штуцерах диаметром 8-10 мм составляли: давление 22-33 кгс/см²; температура - минус 43 - минус 49 °С. При таких низких температурах определить объем жидкости (вода, конденсат) в сепараторе не удалось. Дебит газа сепарации на штуцерах диаметром 8, 9 и 10 мм составил 209,6; 303,5; 228,7 и 232,7 тыс. м³/сут соответственно. Дебит газа, полученный при исследовании скважины Х41 на шайбе диаметром 10 мм и равный 228,7 тыс. м³/сут, не соответствует этому режиму, так как из-за превышения рабочего давления в сепараторе скважина была прикрыта угловым штуцером. Конденсатогазовый фактор удалось определить при работе скважины на всех штуцерах.

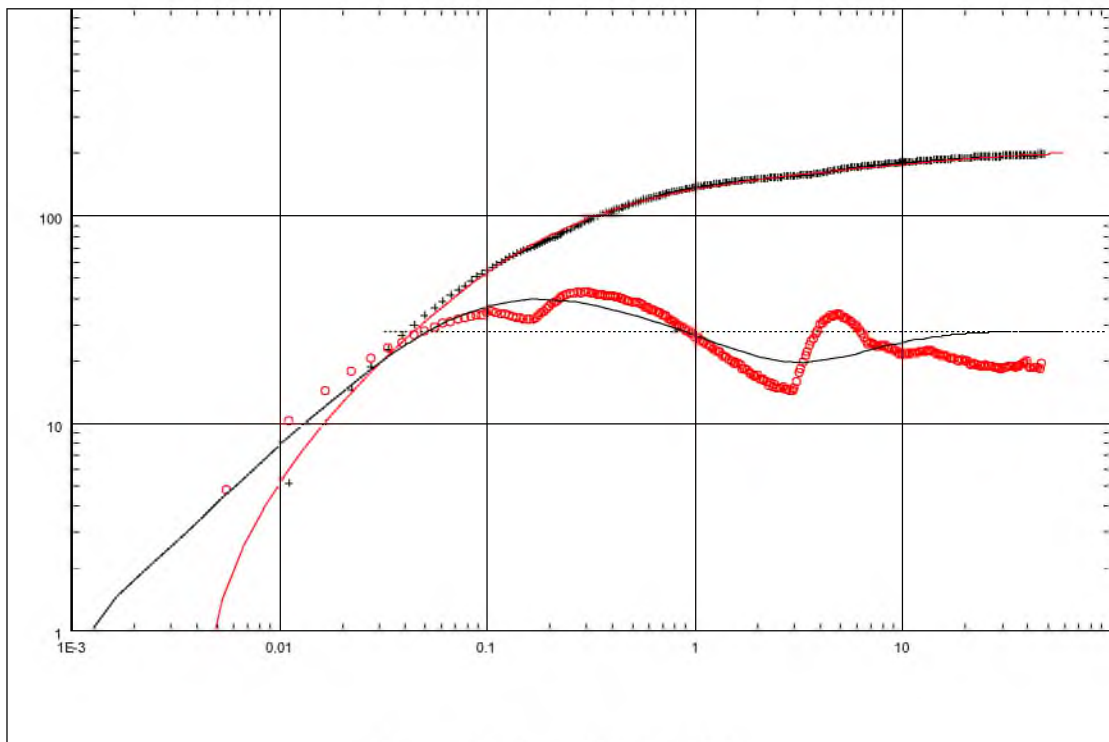


а)



б)

Рисунок 4.17 – Кривые восстановления давления (а) и температуры (б) скважины X50Г Уренгойского месторождения



Log-Log plot: dp and dp' [psi] vs dt [hr]

Рисунок 4.18 - Графики результатов интерпретации КВД скважины X50Г Уренгойского месторождения: КВД и ее производная в билогарифмических координатах

В лабораторных условиях определялись физико-химические свойства газа и конденсата. Пробы жидкости, отобранные из сепаратора при исследовании на штуцере диаметром 8 мм, представляли собой водометанольную смесь плотностью 937 кг/м^3 . Пробы жидкости, отобранные из сепаратора при исследовании на штуцерах диаметром 9 и 10 мм, представляли собой конденсат. Определены следующие его свойства: плотность $753\text{-}754 \text{ кг/м}^3$, молярная масса 10 г/моль; коэффициент кинематической вязкости при температуре $20 \text{ }^\circ\text{C}$ составил $0,836\text{-}0,839 \text{ мм}^2/\text{с}$;

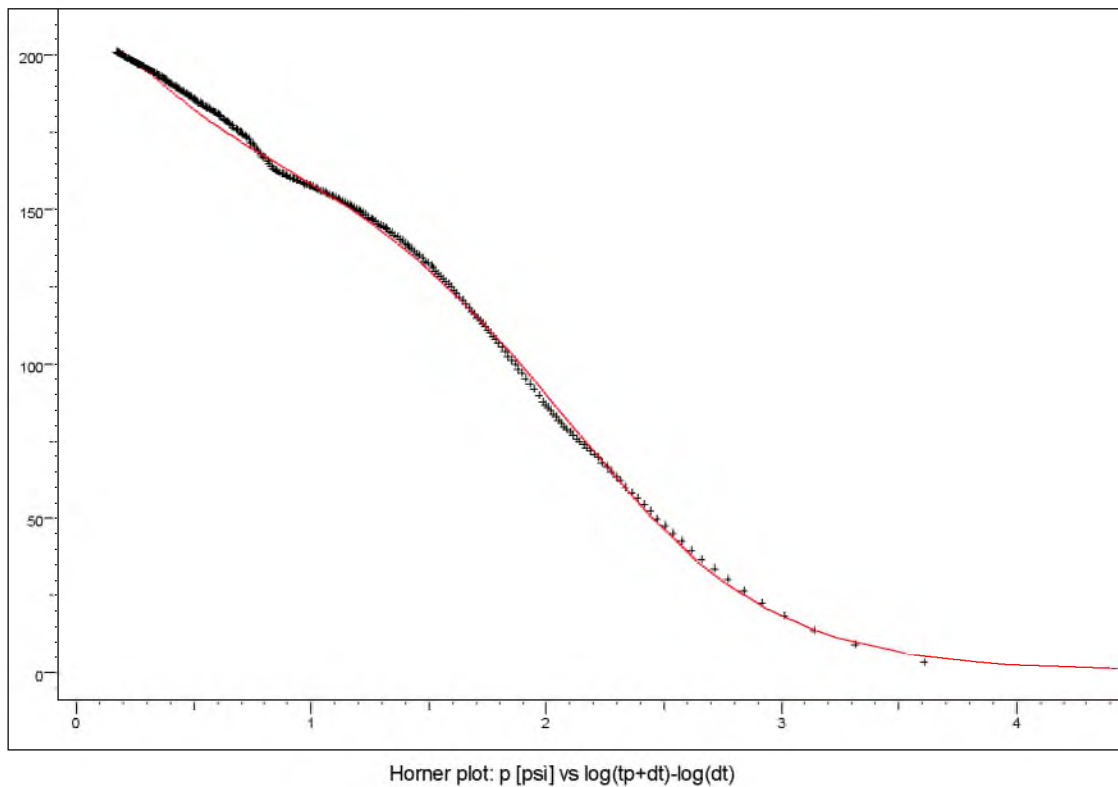


Рисунок 4.19 - Графики результатов интерпретации КВД скважины X50Г Уренгойского месторождения: график Хорнера

массовая доля серы сероводородной – 0,03 %, серы меркаптановой – 4,00-4,04 %; массовая доля парафинов – 2,92-3,41 %; мехпримесей – 0,273-0,301 %; объемная доля воды – от следов до 2 %; кислотное число – 0,182-0,195 мг КОН/г; содержание хлористых солей – 212,2 – 772,0 мг/дм³. Повышенное содержание хлористых солей в конденсате может свидетельствовать о поступлении в скважину пластовой или техногенной воды с присутствием хлористых солей. Суммарная молярная доля тяжелых углеводородов $C_{5+в}$ в газе сепарации составила 0,02-0,06 %. Плотность газа сепарации – 0,727-0,757 кг/м³. Молярная доля в пробах газа сепарации составляет гелия - 0,052-0,054 %. По результатам PVT-исследований определено давление начала конденсации, которое при пластовой температуре 66,1 °С составило 265 кгс/см². Молярная доля компонентов в пластовом газе, состав которого определен по результатам PVT-исследований, составила: углеводородов $C_{5+в}$ – 1,12-1,16 % (51,12 – 52,96 г/м³ пластового газа или 51,71-53,59 г/м³ «сухого» газа), сероводорода – 5,05 – 5,95 %, плотность при стандартных

условиях – 0,822-0,828 кг/м³; относительная плотность пластовой смеси – 0,682-0,687.

Таблица 4.9 - Результаты обработки и интерпретации КВД скважины X50Г Уренгойского месторождения

| Параметр | Значение |
|--|----------|
| Дебит скважины, м ³ /сут. | 99,3 |
| Забойное давление на кровле, атм | 138,9 |
| Пластовое давление по последней точке КВД, атм | 379,8 |
| Пластовое давление по Хорнеру, атм | 379,8 |
| Коэффициент продуктивности по последней точке КВД, м ³ /(сут.атм) | 0,41 |
| Коэффициент продуктивности по Хорнеру, м ³ /(сут.МПа) | 0,41 |
| Длина горизонтального ствола | 532 |
| Депрессия, атм | 240,9 |
| Скин-эффект | 1,21 |
| Скиновый перепад давления, атм | 4,6 |
| Параметр ОП | 0,69 |
| Проницаемость, мкм ² | 0,069 |
| Гидропроводность, мкм ² м/ (Па с) | 371 |
| Коэффициент анизотропии, kz/kr | 0,03 |
| Емкостной коэффициент, □ | 0,57 |
| Коэффициент перетока из матрицы в трещины, □ | 8,32E-8 |

При исследовании скважины X41 через ДИКТ получены средние дебиты газоконденсатной смеси на штуцерах: диаметром 8,1 мм – 321,3 тыс. м³/сут; диаметром 12,0 мм – 576,7 тыс. м³/сут; диаметром 16,25 мм – 823,3 тыс. м³/сут; диаметром 20,0 мм – 856,6 тыс. м³/сут. Провести глубинные замеры забойных давлений не представилось возможным из-за высоких дебитов потока (опасность выброса приборов при дебитах выше 300 тыс. м³/сут). В процессе исследования фиксировались давление на устье и в затрубном пространстве, давление и температура на ДИКТ. Забойное давление определено расчетным методом по величинам устьевых давлений и дебитов газоконденсатной смеси. По полученным данным рассчитаны

коэффициенты фильтрационного сопротивления, которые составили: «а» = $13,75 \text{ (кгс/см}^2\text{)}^2 / (\text{тыс. м}^3\text{/сут})$; «b» = $0,0276 \text{ (кгс/см}^2\text{)}^2 / (\text{тыс. м}^3\text{/сут})^2$; значение абсолютно-свободного дебита - 1761 тыс. м³/сут. На основании величины коэффициента фильтрационного сопротивления «а» рассчитан комплексный параметр «k·h/μ» призабойной зоны, который составил 25,237 Д·м/ мПа·с; для рассчитанного значения коэффициента динамической вязкости - 0,0277 мПа·с коэффициент «k·h» составил 0,699 Д·м; проницаемость рассчитать невозможно, так как нет данных об эффективной толщине продуктивного пласта.

КВД, записанная на глубине 2820 метров в течение 24,85 часа, показала, что давление восстановилось примерно за 3-3,5 часа, а через пять часов началось снижение давления, что можно объяснить снижением температуры (что подтверждается расчетами). Результаты обработки КВД показали, что при остановке скважины в стволе происходили различные фазовые процессы, обусловленные наличием газожидкостной смеси, из-за чего невозможно было точно определиться с моделью пласта. В связи с этим рассматривались две модели: бесконечный однородный пласт и пласт с трещиной и двойной пористостью (поры + трещины). В результате обработки определены параметры удаленной зоны пласта, которые составили для модели бесконечного пласта: комплексный параметр «k·h» = 5220 мД·м; радиус исследования 267 м; тестируемый объем 8,3152 млн. м³; пластовое давление 330,51 кгс/см²; для модели пласта с трещиной и двойной пористостью параметры определены в пределах: комплексный параметр определен «k·h» = 3750 - 5020 мД·м; длина трещины – 7-40 м; пластовое давление 330,37-330,39 кгс/см².

Разработанная методика газогидродинамических исследований вертикальных и горизонтальных скважин на примере скважин X41 и X50Г Уренгойского месторождения позволила определить следующее:

1. Обоснована и реализована минимальная депрессия на пласт, необходимая, с одной стороны, обеспечить приток газоконденсатной смеси в

ствол скважины с учетом фильтрационных свойств пласта, с другой стороны – эта депрессия обеспечивает минимальное выделение конденсата в призабойной зоне пласта и поступающая на забой скважины смесь по составу близка к пластовой. Это условие оказывает влияние на дебит скважины, который для исследуемых скважин не превышает 134 тыс.м³/сут для скважины X50Г и 856 тыс.м³/сут для скважины X41 Уренгойского месторождения. Полученные значения дебита газоконденсатной смеси обеспечивают вынос выделившейся из газа конденсата на поверхность, что доказывается прямыми измерениями распределения давления вдоль горизонтального ствола скважины распределенными вдоль ствола скважины датчиками. Плотность смеси, рассчитанная по замеренным значениям давления вдоль горизонтального ствола скважины не превышает 0,7 кг/м³, что соответствует газу, насыщенному компонентами C5+. Плотность газоконденсатной смеси, определенная лабораторными методами (по пробам, отобраным под давлением на устье) не превышает 0,687 кг/м³ и соответствует скважинным условиям. Полученная продолжительность стабилизации забойного давления и дебита на каждом из режимов работы скважины не превышает расчетную величину 24 и 78 часов для скважин X41 и X50Г соответственно, что иллюстрирует надежность разработанной методики газодинамических исследований газоконденсатных месторождений.

2. Изменение забойного давления в процессе газоконденсатных исследований приводит к переменному количеству поступающей на забой скважины газожидкостной смеси из-за роста депрессии на пласт к более интенсивному выделению конденсата в призабойной зоне. Это инструментально зафиксировано при выполненных газоконденсатных исследованиях, которые продемонстрировали изменение газоконденсатного числа при изменении депрессии от 0,006 м³/тыс.м³ до 0,05 м³/тыс.м³ при изменении депрессии на 6 атм.

3. К основным условиям, подлежащим соблюдению, относится и коэффициент сепарации используемого сепаратора и термобарические условия сепарации. При выполнении исследований соблюдена взаимосвязь между минимально допустимым дебитом скважин для выноса конденсата из забоя с условием сепарации по величине скорости потока в сепараторе, а также режим сепарации. При невозможности обеспечения этого условия при исследовании скважины Х41 вынуждены были использовать экспресс-методику и продолжить исследования с использованием ДИКТа.

4. Исследования на газоконденсатность выполнялись только после достижения стабилизации не только забойного давления, но и стабилизации выхода конденсата.

5. Количественно оценена величина порога подвижности конденсата при различных фильтрационных свойствах пласта, депрессиях и содержаниях конденсата в пластовом газе на основе численной модели (глава 2). Результаты расчетов для проведения промысловых экспериментов приведены в таблице 3.15.

При исследовании горизонтальных скважин газоконденсатных месторождений особое внимание необходимо уделять не только интервалам притока, но и оценивать тип пластового флюида, притекающего в ствол скважины в различных интервалах горизонтального ствола. Это имеет принципиальное значение при обработке и интерпретации результатов газоконденсатных исследований. Предлагается горизонтальные скважины исследовать с использованием «гирлянды» автономных приборов, а также алгоритмы планирования, подготовки, обработки и интерпретации результатов исследования горизонтальных скважин, изложенные в работах [93, 94].

Общая схема реализации многодатчиковой технологии, включающей планирование и выполнение исследований, представима последовательностью операций: изучение геологического строения изучаемого пласта в зоне проводки скважины (особенности геологического

строения эксплуатационного объекта в зоне проводки скважины, его фильтрационных параметров по соседним скважинам, конструкция скважины и особенности проводки горизонтального или пологого участка ствола скважины в продуктивном пласте (конструкцию хвостовика)); проектирование количества и мест установки приборов по стволу скважины в интервале исследования; выбор и обоснование способа вызова притока; выбор конструкции исследовательского хвостовика; расчет и анализ прочностных характеристик скважинного оборудования с учетом исследовательского хвостовика; обоснование максимальной депрессии, длительности воздействия, количества и последовательности режимов; обоснование дискретности измерений, длительности регистрации температуры и давления. Запуск приборов с синхронизацией по времени; монтаж и спуск хвостовика с «гирляндой» комплексных приборов в скважину; вызов притока и поддержание в скважине планируемой депрессии; подъем скважинного оборудования с исследовательским хвостовиком и считывание информации с приборов; построение сводных термо- и барограмм; оценка термодинамических эффектов (адиабатического, дроссельного Джоуля-Томсона, калориметрического); определение градиента температуры вдоль исследуемого интервала ствола скважины в невозмущенном состоянии (при стационарном температурном поле) Γ_0 ; определение работающих интервалов по стволу скважины на основе термодинамических диагностических признаков; построение сводных графиков производных термо- и барограмм; построение графика распределения изменения температуры $\frac{\Delta T}{\Delta x}$ вдоль исследуемого интервала ствола скважины; определение приращения температуры, вносимого каждым работающим интервалом ствола скважины; определение коэффициентов долей дебитов k_i , вносимых каждым работающим интервалом в суммарный дебит Q_0 , на основе отношения приращения температуры; по производной графика барометрии диагностируется тип фильтрационного потока; исходная барограмма перестраивается в соответствующих координатах, по которой

определяются фильтрационные параметры пласта с учетом неоднородностей (зональной и вертикальной).

Последовательность обработки и интерпретации результатов термогазодинамических исследований на примере скважины X50Г Уренгойского месторождения:

1. Результатами промысловых исследований являются зависимости: давления $P_i(t)$; температуры $T_i(t)$, где i – номер комплексного прибора.

2. Вычисляется распределение температуры и давления по исследуемому интервалу ствола скважины: $P_{i+1}(t_j) - P_i(t_j)$; $T_{i+1}(t_j) - T_i(t_j)$ (где j – номер измерения (момент измерения)). Строится совмещенный график производных для такта работы скважины dT_i/dt , при $i=1, 2, \dots, n$, (где n – число приборов), по которым определяется длительность нестационарного режима изменения температуры в окрестности скважины и относительная скорость изменения температуры на каждом интервале ствола скважины. Строится совмещенный график кривых восстановления температуры в координатах $\Delta T_i - \lg t$, на котором по линейной аппроксимации начальных участков определяются углы наклона k_i . По отношению коэффициентов k_i / k_{i+1} определяется степень участия продуцирующего интервала в общем дебите (объемной или линейной скорости потока, регистрируемой на устье скважины) для случая, если исследуемый интервал продуцирует.

5. На основе сравнительного анализа эффектов баротермического и адиабатического делается вывод о длине продуцирующего i -го интервала (с точностью до дискретности расстановки приборов по стволу скважины).

6. Строится производная давления по зарегистрированной кривой восстановления давления любого прибора, по которой для каждого участка исходной КВД определяется тип фильтрационного потока. После перестроения исходной кривой в координатах $\Delta P - \lg t$ или $\Delta P - \sqrt{t}$ выделенный на диагностическом графике участок КВД обрабатывается по соответствующим моделям.

7. Входными данными для определения фильтрационных

параметров являются: работающая длина ствола скважины; линейная (объемная) скорость потока пластового флюида к продуцирующему интервалу, определенные по пп. 4-5 представленного алгоритма.

4.5 Выводы по главе 4

1. Спланированные и выполненные на основе разработанной методики промысловые газоконденсатные исследования вертикальных (на примере вертикальной Х41 и горизонтальной Х50Г скважин) показали высокую информативность и надежность полученных результатов.

2. Разработанная методика позволила определить газоконденсатное число в промысловых исследованиях с помощью рекомендованной установки. Сравнение полученных значений газоконденсатного числа с результатами лабораторных исследований показали высокую степень адекватности предложенной методики.

3. Выполненные исследования на установившихся режимах фильтрации с учетом разработанных рекомендаций позволили оптимизировать длительность отработки скважин, сократив общую длительность исследовательских работ, и определить продуктивные параметры газоконденсатного пласта.

4. Газодинамические исследования скважин позволили определить фильтрационные параметры продуктивного пласта (гидропроводность, проницаемость, подвижность, скин-фактор), которые являются важными как для оптимизации работы отдельных скважин, так и для разработки газоконденсатного месторождения в целом.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Анализом установлено, что стабилизация забойного давления и дебита вертикальных скважин не гарантирует стабилизацию выхода конденсата, так как продолжительность процесса выделения, накопления и частичного выноса конденсата из призабойной зоны по достижению уровня порога подвижности конденсата не сопоставимо больше стабилизации забойного давления. В течение этого времени происходит изменение депрессии на пласт и дебита, что приводит к нестационарности выделения конденсата из смеси. Это не позволяет обеспечить адекватность результатов газоконденсатных исследований и определить параметры для обеспечения эффективной выработки газоконденсатных месторождений: дебита газа и конденсата (газоконденсатного числа); коэффициента продуктивности; проницаемости пласта и др. для обеспечения максимального коэффициента извлечения газа и конденсата.

2. В настоящее время полностью не изучены вопросы исследования горизонтальных скважин на газоконденсатность. Отличительными особенностями таких скважин с позиции газоконденсатных исследований являются: более длительные по сравнению с вертикальными скважинами процессы стабилизации забойного давления и дебита из-за значительных размеров границы зоны дренирования; меньший удельный дебит газоконденсата, притекающий к стволу с каждого погонного метра вскрытия пласта; изменчивость интенсивности притока газа по длине горизонтального участка в результате потерь давления на этом участке; размещение таких скважин по площади и толщине и т.д.

3. Предложена численная модель и разработана программа для ПЭВМ для численного решения системы уравнений многомерной, многофазной, многокомпонентной нестационарной фильтрации газоконденсатной смеси в неоднородной анизотропной пористой среде с учетом изменения свойств газа конденсата и воды, пористости и

проницаемости пласта от давления, влияние гравитационных и капиллярных сил, фазовых переходов из-за изменения давления при создании депрессии на пласт и истощения залежи во времени, фазовых проницаемостей в результате выделения из газоконденсатной смеси жидкой фазы (конденсата), ее накопления и частичного выноса из призабойной зоны, конструкции скважины, загрязнения призабойной зоны пласта буровым раствором при его вскрытии и других факторов.

4. В результате численных расчетов выявлено, что увеличение проницаемости пласта от 10 до 50 мД приводит к снижению депрессии на пласт, что положительно отражается на уменьшении насыщенности призабойной зоны пласта выпавшим конденсатом с 0,35 до 0,23 отн.ед (65 %) при максимальной длительности отработки вертикальной скважины.

5. Повышение порога подвижности конденсата, выпавшего в призабойной зоне вертикальной скважины, от 0,2 до 0,4 приводит к снижению относительного дебита газа от 6 до 80 % от начального при длительности работы скважины от 30 до 360 дней.

6. Увеличение скин-фактора вертикальной скважины от 0 до 5 при неизменной проницаемости пласта приводит к увеличению конденсатонасыщенности призабойной зоны на 1 %, что приводит к снижению текущего дебита газа до 67 %.

7. Повышение депрессии на пласт в вертикальной скважине на 4 % приводит к повышению конденсатонасыщенности призабойной зоны до 43 %, что обеспечивает снижение текущего дебита газа до 8 %.

8. Наличие тяжелых компонентов в составе газа предопределяет величину потерь конденсата в пласте. Поэтому принятые в проведенных экспериментах потери конденсата в пласте при его содержании $Q_k=318\text{г/м}^3$ газа на уровне 30% от потенциального содержания конденсата в газе является заниженной. Расчеты показали, что потери конденсата при таком содержании его в газе потери в пласте будут более 40% и поэтому

продолжительность стабилизации выхода конденсата при газоконденсатных исследованиях происходит на 33,3% быстрее.

9. Результаты численных и промысловых экспериментов, выполненных в диссертации показали, что для практически «полного выноса» выделяющегося в призабойной зоне конденсата, газоконденсатонасыщенности должны составлять $S_{КП_конец}=0,19; 0,29; 0,37$ и $0,43$ единицы. При этом по мере истощения залежи, в результате которого проходящий через призабойную зону газ в процессе разработки содержит меньше конденсата, чем на начальном этапе и поэтому процесс накопления и начало частичного выноса конденсата замедляются. Конденсат, выделяющийся за пределами призабойной зоны и связанный с истощением залежи за весь период разработки, не достигает величины порога подвижности, необходимой для начала движения конденсата, и оказывается неизвлекаемым.

10. Процесс выделения, накопления и частичного выноса выпавшего конденсата из призабойной зоны после достижения порога подвижности при вскрытии пласта вертикальными скважинами происходит интенсивнее, чем при вскрытии его горизонтальными скважинами. Это связано с удельной продуктивностью одного погонного метра вскрытого интервала такими скважинами. Как правило, удельный дебит одного погонного метра в вертикальных скважинах больше, чем в горизонтальных.

11. С учетом выявленных недостатков методического, технологического и технического характера по проблеме газоконденсатных исследований рекомендуется:

11.1. исследования предварять геолого-математическим численным моделированием путем численного решения системы уравнений многомерной, многофазной с фазовыми переходами нестационарной фильтрации в неоднородной пористой среде совместно с уравнениями термодинамически-фазовых превращений, вызванных созданием депрессии на пласт;

11.2. учитывать влияние изменения давления на свойства пористой среды и насыщающих ее флюидов при вскрытии газоконденсатных залежей вертикальной и горизонтальной скважинами;

11.3. учитывать влияние гравитационных и капиллярных силы;

11.4. учитывать изменение давления по длине горизонтального участка ствола и других факторов;

11.5. определять длительность процесса выделения, накопления и частичного выноса из призабойной зоны пласта конденсата при достижении порога его подвижности при различных: проницаемостях пласта; содержаниях конденсата в пластовом газе; порогах подвижности выпавшего в этой зоне конденсата; конструкциях ствола в продуктивном интервале; длинах горизонтального ствола; скин-эффектах; параметрах анизотропии; толщине пласта.

12. Результаты выполненных исследований реализованы в методике газоконденсатных исследований, учитывающей продолжительности процесса выделения, накопления и частичного выноса конденсата при исследованиях скважин для оценки времени стабилизации выхода конденсата. Это позволило обеспечить повышение информативности газогидродинамических методов исследований скважин для анализа потенциального дебита эксплуатационных и прогнозирования производительности проектируемых скважин с учетом содержания конденсата в пластовом флюиде.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Алиев З.С. и др. Совершенствование технологии приближенного определения газоконденсатной характеристики месторождения. Тр. VII Международного технологического симпозиума. М. Инс-т “Нефтегазового бизнеса” 2008.
2. Алиев З.С., Коротаев Ю.П. Насыщенность порового пространства конденсатом при нестационарной одномерной и радиальной фильтрации газоконденсатной смеси. НТС ВНИИГаза, вып. 2, М. Недра, 1965.
3. Алиев З.С., Коротаев Ю.П. Экспериментальные исследования фильтрации газоконденсатных смесей на модели пласта. НТС ВНИИГаза, вып. 2, М. Недра, 1965.
4. Алиев З.С. и др. Влияние конденсата, выпавшего в призабойной зоне на коэффициенты фильтрационного сопротивления. Жур. “Газовое дело” №12, М. ВНИИОЭНГ, 1969.
5. Алиев З.С., Коротаев Ю.П. О распределении насыщенности порового пространства конденсатом при фильтрации по двучленному закону. НТС ВНИИГаза, вып. 1, М. Гостоптосиздат, 1963.
6. Алиев З.С. и др. Влияние кольматации на достоверность определения фильтрационных свойств пласта по данным исследования скважин на стационарных режимах. Тр. VI Международного технологического симпозиума. М. Инс-т “Нефтегазового бизнеса” 2007.
7. Алиев З.С., Ребриков А.А. Влияние кольматации призабойной зоны на производительность горизонтальных газовых скважин. Тр. VII Международного технологического симпозиума. М. Инс-т “Нефтегазового бизнеса” 2008.
8. Алиев З.С., Ребриков А.А. Изучение продолжительности процесса стабилизации забойного давления и дебита горизонтальной скважины, вскрывшей сеноманскую залежь. Тр. VI Международного технологического симпозиума. М. Инс-т “Нефтегазового бизнеса” 2007.
9. Алиев З.С., Ребриков А.А. Приближенный метод поиска оптимальных размеров фрагмента прямоугольной формы и его вскрытия для обеспечения максимального дебита горизонтальной скважины. Жур. “Бурение и нефть” №2, 2007.
10. Алиев З.С., Бондаренко В.В. Руководство по проектированию разработки газовых и газонефтяных месторождений. г. Печора. Изд. “Печерское время”, 2002.

11. Алиев З.С. Технология применения горизонтальных скважин. М. Изд. “Нефть и газ”, 2007.
12. Алиев З.С., Исмагилов Р.Н. Состояние изученности и необходимость разработки новых методов и технологий по исследованию вертикальных и горизонтальных газовых скважин. М. Жур. “Технология нефти и газа”, 2012.
13. Алиев З.С. Об ошибочности классической теории фильтрации газа к скважине на стационарных режимах. М. Жур. “Технология нефти и газа”, №4, 2008.
14. Ахмедов З.М. и др. Гидродинамические исследования процесса накопления конденсата в пласте с учетом газонасыщенности пористой среды. г. Баку. Изв. ВУЗов Серия: “Нефть и газ”, вып. 10, 1964.
15. Басниев К.С., Шаталов А.Т. и др. Комплексные промысловые исследования на Оренбургском месторождении. Обзор, инф., Серия: РиЭ газовых и газоконденсатных месторождений. М. ВНИИГазпром, №3, 1980.
16. Бахшиев В. Ю. и др. Влияние характера смачиваемости пористой среды на конденсатоотдачи моделей пласта. “Физико-химические методы повышения нефтеотдачи пластов г. Баку” 1985.
17. Берман Л.Б. Пути повышения конденсатоотдачи пластов. Жур. “Газовая промышленность” №6, 1983.
18. Брусиловский А. И. Моделирование фазового состояния и термодинамических свойств природных многокомпонентных систем при проектировании разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа. Диссертация на соискание уч. степени д.т.н., М. 1994.
19. Брусиловский А. И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М. изд. “Грааль” 2002.
20. Белов В.И. и др. К оценке величины минимального дебита, при котором обеспечивается вынос конденсата с забоя скважины. Реф. сб. РиЭ газовых и газоконденсатных месторождений, вып.2, М. 1974.
21. Брусиловский А. И. закономерности фильтрации газоконденсатных систем в низкопроницаемых коллекторах. М. Жур. “Газовая промышленность” №3, 1997.
22. Бузинов С.Н. и др. О влиянии пористой среды на фазовые переходы газоконденсатных смесей. Жур. “Нефтепромышленное дело” №1, 1974.
23. Бузинов С.Н. и др. Испарение жидких углеводородов в пористой среде. Экспресс информация, серия: “Геология, бурение и разработка газовых и газоконденсатных месторождений”, М. ВНИИЭГазпром, вып. 16, 1977.

24. Великовский А.С. и др. Влияние пористой среды на потери конденсата в пласте. Жур. "Газовая промышленность" №2, 1971.
25. Великовский А.С. и др. Методы исследования газоконденсатных месторождений. Тр. ВНИИГаза, вып. 17/25, М. Гостоптехиздат, 1962.
26. Великовский А.С., Саввина Я.Д. Закономерности в составе конденсата. Тр. ВНИИгаза, вып. 17/25, М. Гостоптехиздат, 1962.
27. Великовский и др. Временная инструкция по исследованию скважин с целью определения содержания конденсата, бутанов, пропанов и этана в газоконденсатных залежах и подсчет их балансовых и извлекаемых запасов. М. Ротапринт ВНИИГаза, 1971.
28. Воронич И.В. и др. Фильтрация флюида к горизонтальной скважине при изменении параметров зоны загрязнения. Жур. "Прикладная математика и техническая физика", том 52, №4, М. 2011.
29. ГОСТ Нефтепродукты. Методы испытаний. М. Изд. Комитета Стандартов, мер и измерительных приборов при Совете Министров СССР, 1967.
30. Гриценко А.И. и др. Научные основы прогноза фазового поведения пластовых газоконденсатных систем. М. Недра, 1995.
31. Гриценко А.И., Алиев З.С. и др. руководство по исследованию скважин. М. Наука, 1995.
32. Гриценко А.И. и др. Закономерности основных свойств пластовых газоконденсатных систем. НТ Обзор, Серия: РиЭ газовых и газоконденсатных месторождений. М. ВНИЭГазпром, вып.2, 1978.
33. Гриценко А.И. и др. Углеводородные конденсаты месторождений природного газа. М. Недра, 1983.
34. Горбунов В.Е., Алиев З.С. Изучение влияния выпавшего в призабойной зоне конденсата на коэффициенты фильтрационного сопротивления в пластах с различной характеристикой. Тр. ВНИИГаза, вып.1, часть I, М. Недра, 1974.
35. Горбанец В.К. Применение мицеллярных растворов для обработки призабойной зоны пласта. Жур. "Нефтяное хозяйство", №3, М.1977.
36. Гуревич Г.Р. Способы повышения конденсатоотдачи пластов. Ежегодник "Итоги науки и техники", Серия: РиЭ нефтяных и газовых месторождений, М. ВНИТИ, том 16, 1985.
37. Гуревич Г.Р., Брусиловский А.И. Справочное пособие по расчету фазового состояния и свойств газоконденсатных систем, М.Недра, 1984.
38. Друицкий Н.Н., Гуревич Г.Р. Метод определения минимального дебита. Жур. "Газовая промышленность", №7, 1988.

39. Ермилов О.М., Алиев З.С. и др. Эксплуатация газовых скважин. М. Изд. наука, 1995.
40. Задора Г.И. Газоконденсатные исследования скважин и разработка месторождений Восточной Сибири. НТ Обзор, Серия: РиЭ газовых и газоконденсатных месторождений. М. ВНИЭГазпром, 1975.
41. Задора Г.И. Методы и установки для газоконденсатных исследований скважин. НТ Обзор. Серия: РиЭ газовых и газоконденсатных месторождений. М. ВНИЭГазпром, 1978.
42. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений. М. Внешторгиздат, 1998.
43. Закиров С.Н., Сомов Б.Е. и др. Многофазная и многокомпонентная фильтрация. М. Недра, 1988.
44. Закиров Э.С. Трехмерные многофазные задачи прогнозирования, анализ и регулирование разработки месторождений нефти и газа. М. Изд. дом "Грааль", 2001.
45. Зинченко И.А. Совершенствование технологии повышения производительности газоконденсатных скважин в условиях ретроградной конденсации углеводородов смеси при разработке нижнемеловых залежей углеводородов Севера Тюменской области. Диссертация на соискание ученой степени к.т.н. М, 1998.
46. Игнатенко Ю.К. Определение минимальной скорости и минимального дебита необходимых для полного непрерывного удаления жидкости из скважин. Экспресс Информация ВНИИ/Газпром, вып. 3, 1976.
47. Ильковский К.Б. Определение минимальной скорости газа, необходимой для выноса жидкости с забоя скважин. Тр. ВНИИПИГаздобыча "Разработка газовых месторождений, добыча и транспорт газа", вып. 3, г. Саратов, 1974.
48. Инструкция по исследованию газоконденсатных залежей с целью определения балансовых и извлекаемых запасов конденсата и других компонентов газа. М. Недра, 1973.
49. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин (под ред. Г.А. Зотова, З.С. Алиева). М. Недра, 1980.
50. Инструкция по исследованию газоконденсатных месторождений на газоконденсатность (сост. Худяков О.Ф. и др.). М. Недра. 1975.
51. Инструкция по оценке потенциального конденсатосодержания для различных геологопромысловых условий (первая редакция, сост. Корчажкин Ю.М.), М. ВНИИГаз, 1992.
52. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных скважин. Система стандартизации ОАО "Газпром" Р Газпром 086-

2010. Официальное издание в двух частях: Отпечатана ООО “Полиграфический комплекс Локус Станди”, 2011, часть I – 24,4 п.л., часть II – 36, 6 п.л.
53. Кац Д. и др. Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа (пер. с английского). М. Недра, 1965.
 54. Корчажкин Ю.М. Результаты исследования газоконденсатных скважин при различных депрессиях. Серия: “РиЭ газовых и газоконденсатных месторождений”, вып. 3, М. 1980.
 55. Лапшин В.И. Особенности фазового поведения пластовых систем. Жур. “Газовая промышленность” №3, 2000.
 56. Магеррамов М.Х., Мирзаджанзаде А.Х. О фильтрации газоконденсатных смесей в пористой среде. Жур. Прикладная механика и математика. Том 24, вып.6. М., 1960.
 57. Максимов В.М. Основы гидротермодинамики пластовых систем. М. Недра, 1994.
 58. Методическое руководство по подсчету балансовых и извлекаемых запасов конденсата, этана, пропана, бутанов, углеводородных компонентов, определению их потенциального содержания в пластовом газе, учету добычи конденсата и компонентов природного газа. М., 1990.
 59. Методическое пособие по отбору и анализу проб природных газов. М. Недра, 1969.
 60. Минский Е.М., Коротаев Ю.П., Алиев З.С. Экспериментальные исследования движения газоконденсатной смеси в призабойной зоне пласта. Тр. ВНИИГаза, вып. 19/27, М. Недра, 1964.
 61. Методика проведения масштабных газоконденсатных исследований (разработчики: Сагитова Д.З. и др.) г. Оренбург. Отпечатано в Волго-Урал НИПИГаз, 1983.
 62. Мискевич В.Е. Корчажкин Ю.М. Особенности исследования скважин на газоконденсатность при больших депрессиях на пласт. Ри. Серия “РиЭ газовых и газоконденсатных месторождений”, вып. 47, 1980.
 63. Мирзаджанзаде А.Х. Некоторые вопросы теории фильтрации газожидкостных систем. НТ. Реф. обзор “РиЭ газовых и газоконденсатных месторождений” №10, 1968.
 64. Михайлов Н.Н. Основы комплексного изучения околоскважинных зон для повышения эффективности процессов нефтегазоизвлечения. М. Дисс. на соискание уч. степени д.г.м.н., ГАНГ им. И.М. Губкина, 1994.

65. Мишков В.В. и др. Определение минимально необходимого дебита при исследовании скважин на газоконденсатность. Э.И. Серия: Геология, бурение и разработка газовых и морских нефтяных месторождений. М., вып. 10, 1986.
66. Намиот А.Ю. Адсорбция компонентов газа на поверхности коллекторов газовых месторождений. Тр. ВНИИ, вып. 9, М. 1974.
65. Намиот А.Ю. Об одной причине несоответствия между давлением (температурой) фазового перехода в пласте и пластовой пробе. Тр. ВНИИ, вып. 52, М. 1952.
67. Оленина З.К., Петров А.А. Некоторые особенности “индивидуального” состава газовых конденсатов. Жур. “Нефтехимия”, т. VII, М. 1967.
68. Островская Т.Д. Научные составы прогноза газоконденсатных систем при проектировании и анализе разработки месторождений. Дисс. на соискание уч. сте. д.т.н., М., 1988.
69. Отчет о НИР ТюменНИИГипрогаза за 1990 г. “Обоснование потенциального содержания конденсата по пластам и объектам эксплуатации Ямбургского месторождения на основе исследования разведочных и эксплуатационных скважин”
70. Отчет о НИР ТюменНИИГипрогаза за 1992 г. “Проведение комплексных газоконденсатных исследований эксплуатационных скважин и обоснование потенциального содержания конденсата и коэффициентов его извлечения”
71. Отчет о НИР ИФИНГ г. Иваново-Франковск за 1990 г. “Разработка технологии повышения продуктивности добывающих скважин Ямбургского газоконденсатного месторождения путем физико-химических обработок призабойной зоны пласта”
72. Отчет о НИР по теме 02-89/89-90 Волго-Урал НИПИГаз г. Оренбург 1990 г. “Внедрить малогабаритную сепарационную установку для комплексных газоконденсатных исследований”
73. Отчет о НИР ТюменНИИГипрогаза за 1992 г. по 6-му этапу темы: “Дать прогноз изменения газоконденсатных параметров в процессе разработки
74. Отчет о НИР Уренгойского филиала ТюменНИИГипрогаза в г. Новый Уренгой за 1992 г. “Проведение и анализ газодинамических и газоконденсатных исследований нижнемеловых залежей Ямбургского месторождения с целью обоснования добывных возможностей эксплуатационных скважин”
75. Перепеличенко В.Ф. Компонентоотдача нефтегазоконденсатных залежей. М. Недра, 1990.

76. Панфилов М.Б. Накопление конденсата в газовом пласте. Реф. сб. Серия: РиЭ газовых и газоконденсатных месторождений. М. ВНИИЭГазпром, вып. 9, 1980.
77. Пономарев А.И. и др. Уточнение начального состава пластовой смеси по данным текущих газоконденсатных исследований. XI НТ конференция: “Проблемы эффективности производства на северных нефтегазодобывающих предприятиях”. М. ИРЦ Газпром, 1995.
78. Пономарев А.И. Разработка нефтегазоконденсатных залежей в низкопроницаемых коллекторах. г. Уфа, 1990.
79. Регламент составления проектных документов по разработке газовых и газоконденсатных месторождений. М. ВНИИГаз, 1999.
80. Рагимов А.С. Влияние связанной воды на улеводородоотдачу пластов при разработке газоконденсатных месторождений. г. Баку, Известия ВУЗов. Серия: “Нефть и газ”, вып. 1, 1981.
81. Сагитова Д.З. и др. Определение примеси нефти в конденсате. Науч. проект. конференция областного совета НТО. Тезисы. г. Гуров, 1987.
82. Сагитова Д.З. Особенности изучения газоконденсатной характеристики месторождений сложного состава и строения. Дисс. на соиск. уч. степени к.т.н. М., 1984.
83. Степанова Г.С. Фазовые превращения в месторождениях нефти и газа. М. Недра, 1967.
84. Садых-Заде Э.С. Некоторые газодинамические и термодинамические особенности разработки газоконденсатных месторождений. Дисс. на соиск. уч. степени д.т.н. г. Баку, 1966.
85. Тер-Саркисов Р.М., Подюк В.Г. Газоконденсатные исследования крупных месторождений. Жур. “Газовая промышленность”, №3, 1997.
86. Требин Ф.А., Задора Г.И. Экспериментальное изучение влияния пористой среды на фазовые превращения газоконденсатных систем. г. Баку, Известия ВУЗов. Серия: “Нефть и газ”, №8, 1968.
87. Тер-Саркисов Р.М. и др. Обработка призабойной зоны газоконденсатной скважины двуокисью углерода. Жур. “Нефтяная и газовая промышленность”, №1, 1989.
88. Ткаченко М.Ф., Бурных В.С. Оперативное устройство для исследования газоконденсатных систем. Реф. Сб. РиЭ газовых и газоконденсатных месторождений №1, 1969.
89. Тривус Н.А. Экспериментальные исследования процессов контактной и дифференциальной конденсации газоконденсатной смеси. Г. Баку, Известия ВУЗов. Серия: “Нефть и газ”, №2, 1965.

90. Умаров А.Х. Исследование малодебитных скважин на газоконденсатность с подачей газа в газопровод. Экспресс Инфор. Серия: РиЭ газовых и газоконденсатных месторождений, вып. 13, 1984.
91. Умаров А.Х. Бессепарационный метод исследования скважин на газоконденсатность. Экспресс Инфор. Серия: РиЭ газовых и газоконденсатных месторождений, вып.11, М. ВНИИЭГазпром, 1979.
92. Фарзанае Я.Г. Исследование остаточной конденсатогнасыщенности с учетом связанной воды. г. Баку. Известия ВУЗов, Серия: “Нефть и газ”, №5, 1963.
93. Федоров В.Н. и др. Определение газопродуцирующих интервалов газовых и газонефтяных скважин с применением многодатчиковой технологии их исследования. НТЖ «Нефтяное хозяйство», № 1, 2010, С. 80-82.
94. Федоров В.Н. и др. Исследование и эксплуатация газовых скважин, пробуренных в газовых шапках нефтегазовых месторождений // Материалы 11 науч.-технической конф. «Мониторинг разработки нефтяных и газовых месторождений: разведка и добыча», г. Томск, 15-17 мая 2012: – Томск, Изд-во Томского ун-та, 2012.
95. Фролова Т.В. Совершенствование методов информационного обеспечения разработки газонефтеконденсатных месторождений в период падающей добычи. Дисс. на соиск. уч. степени к.т.н. М. РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002.
96. Хитеев А.М. и др. Работа установки для исследования газоконденсатных месторождений. Жур. “Газовое дело”, №1, 1962.
97. Шахназаров М.Х. Теория и практика эксплуатации конденсатных месторождений. г. Баку, Азнефтеиздат, 1941.
98. Юшкин В.В. Современное состояние методов исследования месторождений на газоконденсатную характеристику. Сб.науч. тр. “Разработка месторождений природного газа, приуроченных к карбонатным коллекторам большой мощности”. М. ВНИИГаз, 1984.
99. Юшкин в.В., Коненков К.С. Аппаратура для исследования газоконденсатных месторождений. Тр. ВНИИГаз, вып. 17/25, Гостоптехиздат, 1962.
100. Danesh. D and ... Visual investingation of retrograde phenomena and gas condensate flow in porous media revue de Institut francaus du Petrole. Vol. 43, №1, 1990
101. Danesh. D and ... Experimental investigation of critical condensate saturation and gas dependence on interstitial water saturation in water-weet rocks. SPE reservoir Engineering, August 1991

102. Sigmund P.M. and ... Retrograde condensation in porous media. SPE Journal №2, 1999
103. Moses P.L. Engineering Application of Phase Behavior of Crude Oil and Gas-condensate Systems. Y. PT, №6, July, 1986
104. Babu D.K., Odeh A.S. Productivity of a Horizontal Well. SPE 18288, 1988
105. Eilerts K.S. and ... Phase Relations of gas-condensate Fluids. US Bureau of Mines, vol. 2 New-York, 1957