

На правах рукописи

Исмагилов Рустам Наилевич

**РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ
ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Специальность 25.00.17 – «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений»

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание учёной степени
кандидата технических наук

Москва – 2014

Работа выполнена в лаборатории нелинейной волновой механики в нефтегазовом комплексе Филиала Федерального государственного бюджетного учреждения науки Института машиноведения им. А.А.Благонравова РАН «Научный центр нелинейной волновой механики и технологии РАН (НЦ НВМТ РАН)»

Научный руководитель: **Алиев Загид Самедович**
доктор технических наук, профессор

Официальные оппоненты: – **Хафизов Айрат Римович**
доктор технических наук, профессор,
Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего
профессионального образования «Уфимский
государственный нефтяной технический
университет», декан горно-нефтяного факультета

– **Курамшин Ринат Мунирович**
кандидат технических наук, Общество с
ограниченной ответственностью «Технопром»,
генеральный директор

Ведущая организация: Общество с ограниченной ответственностью
«Научно-производственное предприятие
«Уфанефтепроект ЦТ»

Защита состоится 16 июля 2014 года в 10:00 на заседании диссертационного совета Д 002.059.04 при Федеральном государственном бюджетном учреждении науки Институте машиноведения им. А.А. Благонравова Российской академии наук (ИМАШ РАН) по адресу: г. Москва, 119334, ул. Бардина, д. 4.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте ИМАШ РАН по адресу: 119334, г. Москва, ул. Бардина, д. 4, www.imash.ru

Автореферат разослан 16 июня 2014 года.

Ученый секретарь диссертационного совета
кандидат технических наук



Г.Н. Гранова

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

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, промышленных 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

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 также 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, 2011 г.);

– 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.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность темы диссертационной работы, сформулированы цели и задачи исследований, определены научная новизна и практическая ценность.

В первом разделе приведен анализ текущего состояния методов и технологий исследования скважин на газоконденсатность согласно действующим нормативным документам. Сформулированы основные требования к проведению исследования на газоконденсатность, одним из которых является обеспечение минимально допустимого дебита скважин для выноса выделившегося из пластового газа конденсата к устью. Обоснованию величины минимально допустимого дебита газоконденсатной скважины посвящены труды многих исследователей: В.И. Белова; Н.Н. Друицкого; Г.Р. Гуревича; Ю.К. Игнатенко; К.Б. Ильковского; В.В. Мишко; А.С. Великовского; В.В. Юшкина и т.д. Однако в этих работах отсутствуют соответствующие рекомендации о технологии исследования скважин на газоконденсатность, вскрывшие низкопродуктивные пласты, когда исследуемая скважина не обеспечивает минимально допустимого дебита с соблюдением ограничения по депрессии на пласт для выноса выделившегося конденсата. Кроме того, не рассмотрены вопросы обеспечения минимально допустимого дебита при вскрытии неоднородных по толщине газоконденсатных месторождений с учетом последовательности залегания высоко и низкопроницаемых пропластков при наличии подошвенной воды. Отсутствуют методы и технологии исследования горизонтальных скважин на

газоконденсатность, что является актуальными при освоении шельфовых газоконденсатных месторождений с верно-кустовым размещением скважин, а так же при контрольных газоконденсатных исследованиях в процессе разработки месторождений осваиваемых горизонтальными скважинами, предусмотренными регламентом по проектированию газовых залежей.

Во второй главе рассмотрены основные факторы, повышающие интенсивность насыщения призабойной зоны пласта выделяющимся в ней конденсатом и его влияние на продуктивную характеристику вертикальных и горизонтальных скважин, продолжительность стабилизации его выпадения и продолжительность работы скважины при ее исследовании на газоконденсатность. Представлена геолого-математическая модель газоконденсатного месторождения для изучения влияния выделяющегося в призабойной зоне конденсата на его стабильный выход и производительность вертикальной и горизонтальной скважин.

Продолжительность процесса, необходимого для стабилизации выхода конденсата, после которого следует проводить исследования скважины на газоконденсатность, зависит от следующих факторов: содержания конденсата в пластовом газе; потерь конденсата в пласте при текущем значении температуры пласта; величины депрессии на пласт; порога подвижности, выпавшего в призабойной зоне конденсата; емкостных и фильтрационных свойств газоконденсатной залежи.

Количественно величина потерь конденсата в пласте связана с содержанием тяжелых компонентов конденсата. При высокой температуре пласта даже тяжелые компоненты углеводородов находятся в газообразном состоянии. Однако снижение давления при создании депрессии на пласт сопровождается снижением температуры и поэтому 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 выявлено, 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.

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 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:

$$\operatorname{div} \left[k' \sum \frac{k_{\alpha} \rho_{\alpha} l_{\alpha}^k}{\mu_{\alpha}} (\operatorname{grad} P_{\alpha} - \rho_{\alpha} g \cdot \operatorname{grad} Z) \right] - m \frac{\partial}{\partial t} \left[\sum m_{\alpha} \rho_{\alpha} S_{\alpha} l_{\alpha}^k \right] - \sum Q_{\alpha}^k = 0 \quad (1)$$

где k – число компонентов $k=1, 2, 3, \dots k$; α – число фаз; 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.

Система дополняется следующими замыкающими соотношениями

$$\sum_k l_{\alpha}^k = 1; \sum_{\alpha} S_{\alpha} = 1 \quad \text{и} \quad P_{\alpha} - P_{\beta} = P_c^{\alpha-\beta} (S_{\alpha}) \quad (2)$$

Для системы, состоящей из трех компонентов $k=3$ и трех фаз $\alpha=3$ (газ, нефтяная оторочка и вода), значения параметров, входящие в систему (1) зависят от парциальных давлений и насыщенностей и должны быть выражены равенствами

$$\rho_{\alpha} = \rho(P_{\alpha}); \quad l_{\alpha}^k = l(P); \quad \mu_{\alpha} = \mu(P_{\alpha}); \quad m_{\alpha} = m(P_{\alpha}); \quad k_1 = k(S_1) \quad (3)$$

$$k_2 = k(S_2, S_3); \quad k_3 = k(S_3); \quad P_1 - P_2 = P_{1,2}^c(S_1); \quad \text{и} \quad P_2 - P_3 = P_{2,3}^c(S_3);$$

где $P_{\alpha,\beta}^c$ - капиллярное давление между фазами α , β ; q - ускорение силы тяжести, z - глубина залегания пласта; t - время.

Производительность источника (стока) k -го компонента, моделирующего скважину в системе (1) определяется формулой:

$$Q^k = \sum Q_{\alpha}^k \quad (4)$$

Система (1) не линейная и ее решение выполнено численным методом неполной разностной факторизации.

Для решения системы (1) при заданных граничных условиях разработана программа для ПЭВМ, что позволило 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. Отдельные результаты расчетов приведены в таблице 1.

Третья глава диссертации посвящена газодинамическим процессам при исследовании вертикальных и горизонтальных скважин на газоконденсатность. Приведены результаты математических экспериментов, выполненных при фильтрации газа и конденсата в окрестности вертикальной и горизонтальной скважин. Представлены результаты исследования влияния подвижности конденсата, выпавшего в призабойной зоне пласта, на процесс стабилизации его выхода и на производительность скважины. Изложены основные положения методики газогидродинамических исследований вертикальных и горизонтальных скважин.

Исходные данные вариантов расчетов для исследования влияния выпавшего в призабойной зоне конденсата на термо-газо-гидродинамические параметры газоконденсатного пласта приведены в таблице 2.

На рисунках 1 – 6 представлены графические зависимости отдельных результатов численных экспериментов по представленной численной модели. На рисунке 7 приведена зависимость изменения 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, которая демонстрирует высокую степень сходимости модельных решений, сопоставляя с рисунками 5 и 6, и фактических промысловых данных.

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

90	12,50	957,2	0,209	0,640	14,29	2222,0	0,107	0,681
							0,195	
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.

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.

Таблица 2 – Исходные данные, принятые при изучении влияния выпавшего в призабойной зоне конденсата на выход его стабилизированного количества и на производительность вертикальных (ВС) и горизонтальных (ГС) 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 (для ВС) / Длина горизонтального участка $L_{г.вс}$, м (для ГС)	Содержание конденсата в пласте, Q_k , г/м ³	Потери конденсата в пласте, $Q_{к. потеря}$, г/м ³	Порог подвижности выпавшего конденсата, $S_{кп}$, доли ед
Для вертикальных скважин								
$VBh_1k_1\alpha_1S_{R1}Q_{k1}S_{кп2}$	56	10	0,3162	0	56	180	54	0,2
$--S_{кп3}$								0,3
$--S_{кп4}$								0,4
$VBh_1k_2\alpha_1S_{R1}Q_{k1}S_{кп1}$	56	50	0,3162	0	56	180	54	0,1
$--S_{кп2}$								0,2
$--S_{кп3}$								0,3
$--S_{кп4}$								0,4
$VBh_1k_3\alpha_1S_{R1}Q_{k1}S_{кп2}$	56	50	0,3162	5	56	180	54	0,2
$--S_{кп3}$								0,3
$--S_{кп4}$								0,4
$VBh_2k_2\alpha_1S_{R1}Q_{k1}S_{кп2}$	28	50	0,3162	0	28	180	54	0,2
$--S_{кп3}$								0,3
$--S_{кп4}$								0,4
$VBh_1k_2\alpha_1S_{R1}Q_{k2}S_{кп2}$	56	50	0,3162	0	56	318	95,4	0,2
$--S_{кп3}$								0,3
$--S_{кп4}$								0,4
$VBh_1k_3\alpha_1S_{R3}Q_{k1}S_{кп2}$	56	250	0,3162	50	56	180	54	0,2
$--S_{кп3}$								0,3
$--S_{кп4}$								0,4
$VBh_1k_1\alpha_1S_{R1}Q_{k2}S_{кп2}$	56	10	0,3162	0	56	318	95,4	0,2
$--T_1S_{кп3}$								0,3
$--S_{кп4}$								0,4
$VBh_1k_3\alpha_1S_{R3}Q_{k2}S_{кп2}$	56	50	0,3162	0	56	318	95,4	0,2
$--T_2S_{кп3}$								0,3
$--S_{кп4}$								0,4

$Vb h_1 k_3 \alpha_1 S_{R3} Q_{k2} S_{кп2}$								0,2
-- $T_3 S_{кп3}$	56	250	0,3162	50	56	318	95,4	0,3
-- $S_{кп4}$								0,4
Для горизонтальных скважин								
$V_f h_1 k_2 \alpha_1 L_1 S_{R3} Q_{k1} S_{кп}$	56	50	0,3162	10	500	180	54	0,1
-- $S_{кп3}$								0,3
-- $S_{кп4}$								0,4
$V_f h_1 k_2 \alpha_2 L_1 S_{R1} Q_{k1} S_{кп}$	56	50	1,000	0	500	180	54	0,1
-- $S_{кп3}$								0,3
-- $S_{кп4}$								0,4
$V_f h_1 k_2 \alpha_1 L_1 S_{R3} Q_{k2} S_{кп}$	56	50	0,3162	10	500	318	95,4	0,1
-- $S_{кп3}$								0,3
-- $S_{кп4}$								0,4
$V_f h_1 k_1 \alpha_1 L_2 S_{R3} Q_{k1} S_{кп}$	56	10	0,3162	10	1000	180	54	0,1
-- $S_{кп3}$								0,3
-- $S_{кп4}$								0,4
$V_f h_1 k_1 \alpha_1 S_{R1} Q_{k1} S_{кп1}$	56	10	0,3162	0	500	180	54	0,1
-- $S_{кп3}$								0,3
-- $S_{кп4}$								0,4

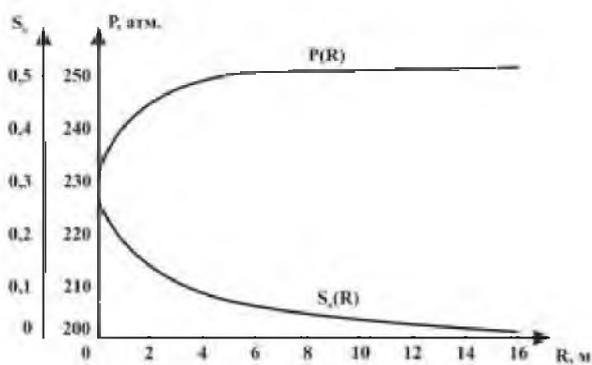


Рисунок 1 – Изменение давления и насыщенности призабойной зоны пласта выделяющимся в этой зоне конденсатом по радиусу

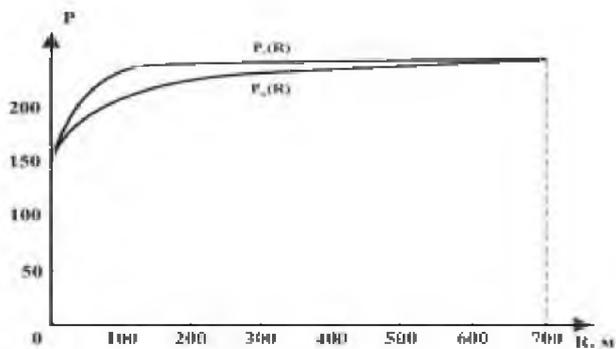


Рисунок 3 – Распределения давления в пласте при заданных P_k и P_3 при фильтрации газа – $P_f(R)$ и жидкости $P_ж(R)$

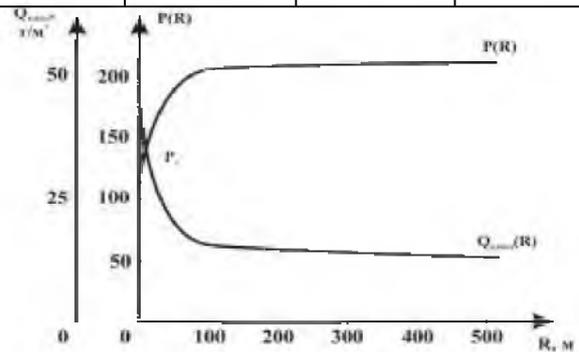


Рисунок 2 – Распределение давления в пласте и выделение конденсата из пластового газа в соответствии с распределением давления в пласте

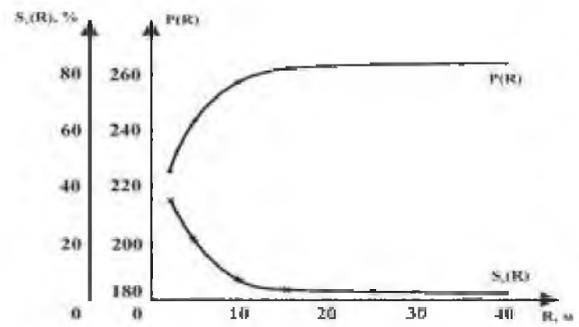


Рисунок 4 – Распределение давления в пласте и насыщенности призабойной зоны выделившимся конденсатом

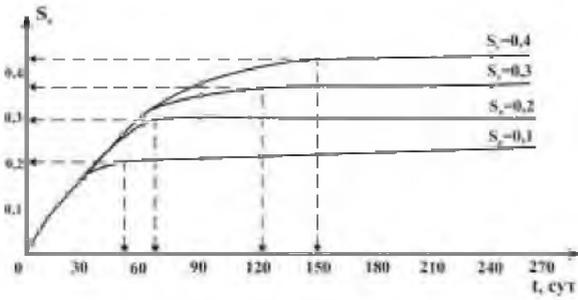


Рисунок 5 – Изменение насыщенности призабойной зоны выделившимся конденсатом при $k=50$ мД, $Q_k=180$ г/м³, $Q_{к.пот}=54$ г/м³, $X=2$ м и порогах подвижности $S_{к.п}=0,1; 0,2; 0,3$ и $0,4$ единицы

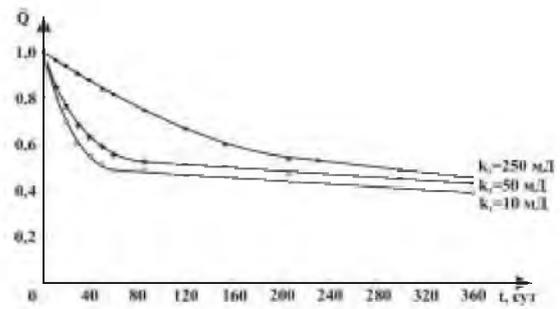


Рисунок 6 – Изменение относительного дебита газоконденсатной скважины во времени при $S_{к.п}=0,2$; $\alpha=0,3162$; $Q_{к.1}=318$ г/м³, $Q_{к.пот}=95,4$ г/м³; $S_R(k_1=10)=S_R(k_2=50)=0$; $k_1=10$ мД и $\Delta P(k_1=10)=24,8$ атм.; $k_2=50$ мД и $\Delta P(k_2=50)=12,8$ атм. и $k_3=250$ мД и $\Delta P(k_3=250)=14,7$ атм

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.

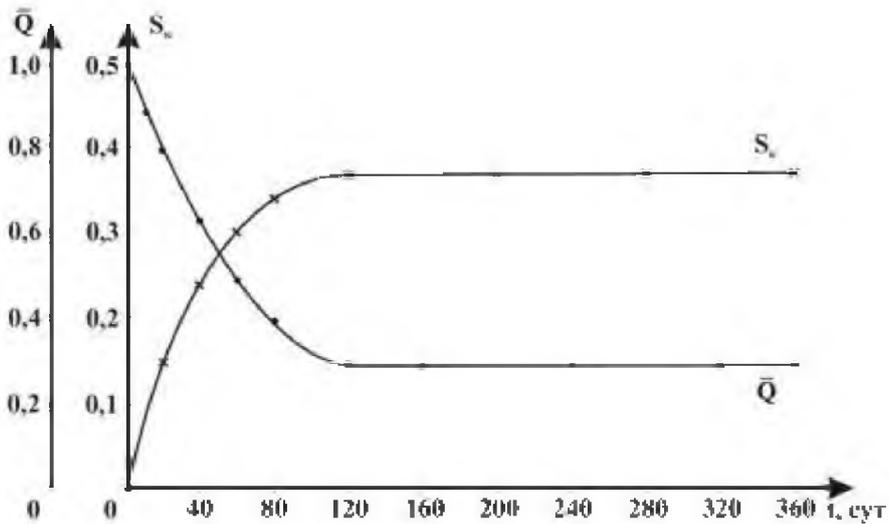


Рисунок 7 – Изменение насыщенности призабойной зоны и относительного дебита во времени выделившимся конденсатом при $Q_k=180$ г/м³, $k=50$ мД, $S_{к.п}=0,3$; $S_R=5$ в реальной скважине, вскрывшей валанжинские отложения

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

$$t_{cm} = 0,122 R_k^2 m \mu / k P_{пл}, \quad (5)$$

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 (1) – (4). 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.

В четвертой главе представлены результаты промысловых газогидродинамических исследований вертикальных и горизонтальных скважин, выполненных в соответствии с разработанной методикой на скважинах Уренгойского газоконденсатного месторождения.

Комплексные исследования скважины Х41 Уренгойского месторождения проведены с 12 по 29 сентября 2011 года. Были выполнены: замеры распределения давления и температуры по стволу скважины в статическом и динамическом режиме (дебит газа до 300 тыс. м³/сут); исследование скважины через сепарационную установку на штуцерах диаметром 8, 9, 10 и 8 мм с регистрацией давления на устье, в затрубном

пространстве, давления и температуры на забое, в сепараторе, дебита газа сепарации и конденсата; отборы проб газа сепарации и конденсата на трех режимах исследования, отбор глубинных проб пластового флюида; лабораторные исследования отобранных проб; PVT-исследования глубинных проб пластового флюида; исследование скважины на четырех режимах через ДИКТ (диаметры штуцеров 8,1; 12,0; 16,25; 20,0 мм); регистрация кривой восстановления давления (КВД) в течение суток. Режимы и длительность работы скважины на каждом штуцере предварительно оценивались моделированием на основе положений разработанной методики.

Фрагмент исследования скважины Х41 приведен на рисунке 8. В результате проведенных исследований получено:

1. В лабораторных условиях определялись физико-химические свойства газа и конденсата: плотность 753-754 кг/м³, молярная масса 10 г/моль; коэффициент кинематической вязкости при температуре 20 °С составил 0,836-0,839 мм²/с; 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 свидетельствует 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 %, сероводорода – 3,323-3,63 %.

2. 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.

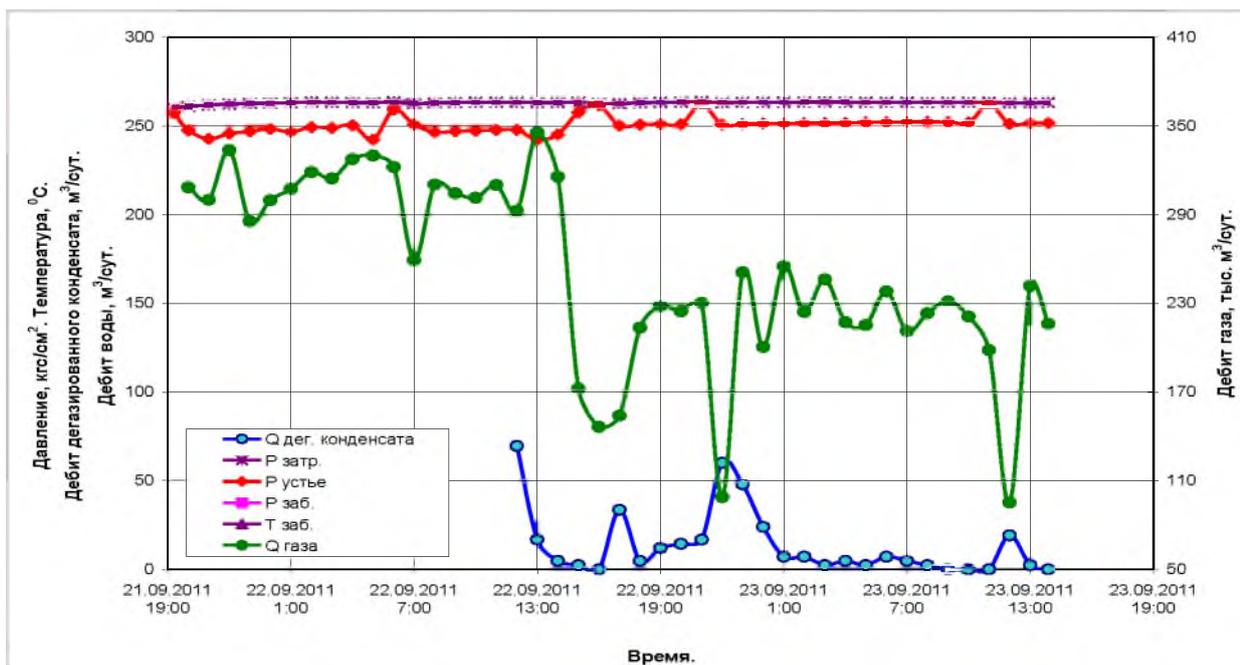


Рисунок 8 – Исследование скважины X41 Уренгойского месторождения установкой «Porta-Test» (штуцер диаметром 10 мм)

3. При исследовании скважины 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. В процессе исследования фиксировались давление на устье и в затрубном пространстве, давление и температура на ДИКТ. По полученным данным рассчитаны коэффициенты фильтрационного сопротивления, которые составили: «а» = 13,75 (кгс/см²)² / (тыс. м³/сут); «b» = 0,0276 (кгс/см²)²/(тыс. м³/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.

4. КВД, зарегистрированная 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. 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 $k \cdot h = 5220$ 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 $k \cdot h = 3750 - 5020$ мД·м, длина трещины – 7-40 м, пластовое давление 330,37-330,39 кгс/см².

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.

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ДИССЕРТАЦИИ ОПУБЛИКОВАНЫ В СЛЕДУЮЩИХ РАБОТАХ:

1. Истомин В.А., Абдуллаев Р.В., Митницкий Р.А., Исмагилов Р.Н. Методы и результаты гидродинамических исследований систем внутривнепромислового сбора газа Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения //Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. - 2008. - № 7. - С. 24-29.

2. Лялин В.Е., Денисов С.В., Исмагилов Р.Н. Модификация метода последовательного прогнозирования вероятностей для анализа данных ГДИС // Вестник Ижевского государственного технического университета. - Ижевск: Изд-во ИжГТУ, 2009. № 2(42). С. 129-134.

3. Истомин В.А., Типугин А.В., Исмагилов Р.Н., Митницкий Р.А. Контроль содержания жидкости в продукции газовых скважин // Газовая промышленность. - 2009. - № 13. - С.9.

4. Денисов С.В., Исмагилов Р.Н., Сидельников К.А. Результаты применения метода последовательного прогнозирования вероятностей для дискриминантного анализа простых моделей пласта // Известия Тульского государственного университета. Серия: Естественные науки. - Вып. 1. - Тула: Изд-во ТулГУ, 2009. - С. 205-210.

5. Денисов С.В., Исмагилов Р.Н., Сидельников К.А. Результаты применения метода последовательного прогнозирования вероятностей для дискриминантного анализа сложных моделей пласта // Известия Тульского государственного университета. Серия: Естественные науки. - Вып. 1. - Тула: Изд-во ТулГУ, 2009. - С. 211-216.

6. Исмагилов Р.Н., Лялин В.Е., Сидельников К.А. Решение обратных коэффициентных задач с применением нечетких деревьев регрессии на примере обработки кривой восстановления давления // Известия Тульского государственного университета. Серия: Естественные науки. - Вып. 3. - Тула: Изд-во ТулГУ, 2009. - С. 255-266.

7. Исмагилов Р.Н. Интерпретация результатов гидродинамического исследования скважины с отрицательным скин-фактором с помощью нейронной сети // Информационные технологии в науке, социологии, экономике и бизнесе. Материалы 35-й междунар. конф. — Украина, Крым, Ялта-Гурзуф: Прилож. к журн. «Открытое образование», 2008. - С. 54-56.

8. Исмагилов Р.Н. Интерпретация результатов гидродинамического исследования скважины в системе с двойной пористостью с помощью нейронной сети // Информационные технологии в науке, социологии,

экономике и бизнесе. Материалы 35- й междунар. конф. - Украина, Крым, Ялта-Гурзуф: Прилож. к журн. «Открытое образование», 2008. - С. 56-58.

9. Денисов С.В., Исмагилов Р.Н. Последовательное прогнозирование дисперсии параметров пласта для дискриминантного анализа моделей коллектора // Информационные технологии в науке, социологии, экономике и бизнесе. Материалы 35- й междунар. конф. - Украина, Крым, Ялта-Гурзуф: Прилож. к журн. «Открытое образование», 2008.-С. 144-146.

10. Денисов С.В., Сидельников К.А., Исмагилов Р.Н. Выбор сложности идентифицируемой модели пласта с помощью модифицированного метода последовательного прогнозирования вероятностей // Информационные технологии в науке, образовании, телекоммуникации и бизнесе. Материалы 36- й междунар. конф. - Украина, Крым, Ялта- Гурзуф: прилож. к журн. «Открытое образование», 2009. - С. 89-92.

11. Сидельников К.А., Исмагилов Р.Н. Формирование глобальных вектора невязки и матрицы Якоби в сетевой реализации гидродинамического симулятора месторождений // Информационные технологии в науке, социологии, экономике и бизнесе. Материалы 36- й междунар. конф. - Украина, Крым, Ялта-Гурзуф: прилож. к журн. «Открытое образование», 2009. - С. 123-125.

Соискатель

Р. Н. Исмагилов