

На правах рукописи

БЕНСОН ЛАМИДИ Абдул-Латиф



**ФИЗИКО-МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПРИТОКА
К СКВАЖИНЕ В ГАЗОКОНДЕНСАТНОМ ПЛАСТЕ**

*Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений*

**Автореферат
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук**

Санкт-Петербург – 2019

Работа выполнена в федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет»

Научный руководитель –

доктор технических наук, профессор

Хасанов Марс Магнавиевич

Официальные оппоненты:

Владимиров Игорь Вячеславович

доктор технических наук, профессор, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет», кафедра «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений», профессор

Колонских Александр Валерьевич

кандидат технических наук, ООО «РН-УфаНИПИнефть», директор по инновационным технологиям

Ведущая организация – АО «Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт имени академика А.П. Крылова»

Защита состоится 11 апреля 2019 г. в 17 ч. 00 мин. на заседании диссертационного совета Д 212.224.13 при Санкт-Петербургском горном университете по адресу: 199106, Санкт-Петербург, 21-я линия, дом 2, ауд. 1171а.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Санкт-Петербургского горного университета и на сайте www.spmi.ru.

Автореферат разослан 11 февраля 2019 г.

УЧЕНЫЙ СЕКРЕТАРЬ
диссертационного совета



ТАНАНЫХИН
Дмитрий Сергеевич

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы

При моделировании разработки газоконденсатных залежей чаще используется композиционное моделирование, требующее большого объема вычислений и, в связи с этим, зачастую неприменимым для проведения множественных расчетов при технико-экономической оптимизации системы разработки залежи. В связи с этим становится актуальным создание менее трудозатратных методов моделирования разработки газоконденсатных месторождений, основанных на аналитических или полуаналитических подходах к расчету многофазной фильтрации в таких пластах.

В существующих упрощенных моделях прогноза производственных показателей разработки газоконденсатных залежей, капиллярным давлением, как правило, пренебрегают для обеспечения возможности получения аналитического решения. Однако данное приближение при расчете многофазной фильтрации может приводить к ошибочным результатам при прогнозировании параметров добычи. Данная диссертационная работа посвящена разработке полуаналитической модели расчета динамики дебита скважин в газоконденсатных многофазных системах, учитывающей капиллярные эффекты.

Для правильной оценки дебитов при выборе оптимальной системы разработки нового газоконденсатного месторождения необходимы корректные PVT модели, построение которых зачастую невозможно на ранних стадиях изученности. Недостающие данные могут быть получены на основе использования PVT корреляций. Применение стандартных корреляций, разработанных для нефтяных залежей, неприменимо для газоконденсатных систем. В связи с этим, одной из целей представленной работы является разработка PVT корреляции, которая будет использована при построении PVT таблиц для вышеуказанной полуаналитической модели.

Присутствие воды в газоконденсатной залежи может приводить к образованию трехфазного течения в пласте. Для описания этого процесса необходимо использование трехфазных диаграмм относительных проницаемостей. В нефтяной отрасли предложено несколько способов расчета трехфазных

относительных проницаемостей, использующих значения двухфазных относительных проницаемостей (метод Стоуна, Бейкера и др.). Однако, существующие трехфазные модели зачастую описывают процесс трехфазной фильтрации некорректно, что подтверждается сравнением расчётов с кривыми экспериментами (эксперименты Оака). В то же время экспериментальное получение трехфазных диаграмм является намного более сложным и длительным процессом, чем измерение двухфазных относительных проницаемостей. В данной работе предложена новая модель расчета трехфазных относительных проницаемостей конденсата, воды и газа на основе метода асимптотических координат. Метод позволяет оценить относительные проницаемости трехфазной системы на основе только одной экспериментальной кривой насыщения при отсутствии данных трехфазного эксперимента.

Идея работы

Совершенствование физико-математической модели оценки дебитов скважин с учетом капиллярных эффектов при прогнозе показателей разработки газовых и газоконденсатных залежей.

Цель диссертационной работы

Целью диссертационной работы является разработка рациональных методов для повышения точности прогнозных показателей при разработке газовых и газоконденсатных залежей.

Основные задачи исследования

1. Разработка модели построения трехфазных кривых относительных фазовых проницаемостей с использованием метода асимптотических координат.
2. Разработка PVT корреляции для газоконденсатных систем, которая не требует сложных процедур расчета или PVT отчетов.
3. Разработка физико-математической модели оценки дебитов скважин при расчете добычи из газовых и газоконденсатных низкопроницаемых пластов с учетом капиллярных эффектов.

Научная новизна работы

1. Физико-математическая модель расчёта относительных фазовых проницаемостей для трех несмешивающихся флюидов на основе метода асимптотических координат, отличающаяся от других моделей тем, что учитывает влияние распределения

флюидов и механизмы течения в относительной проницаемости флюидов.

2. PVT корреляция для газоконденсатных систем (с использованием машинного обучения – искусственных нейронных сетей), не требующая сложных процедур расчета или PVT отчетов.

3. Полуаналитический подход по установлению влияния капиллярных эффектов на нестационарную многофазную фильтрацию в газоконденсатной залежи.

4. Физико-математическая модель расчета динамики пластового давления вертикальной скважины в газоконденсатном пласте.

Защищаемые научные положения

1. Разработана методика расчёта относительных фазовых проницаемостей для трехфазного потока, учитывающая влияние распределения флюидов и механизмы течения в поровой среде.

2. Предложена физико-математическая модель для расчета нестационарной многофазной фильтрации с учетом капиллярных эффектов в газоконденсатном пласте с использованием разработанной PVT корреляции на основе машинного обучения – искусственных нейронных сетей.

Методология и методы исследования

При решении поставленных задач использовался комплексный способ исследований, включающий теоретические и экспериментальные методы исследований: анализ современного состояния теории, практики и патентных материалов; численное моделирование; физическое и гидродинамическое моделирование изучаемых процессов; разработку аналитических и/или полуаналитических моделей и их решение с помощью языка программирования (Python, Octave, Matlab).

Достоверность полученных результатов

Достоверность и обоснованность подходов и выводов подтверждена корректным теоретическим и экспериментальным обоснованием приведенных утверждений. Все результаты подтверждены исследованиями, проведенными на реальных данных газоконденсатных месторождений.

Практическая значимость работы

Практическая значимость работы состоит в аналитическом и полуаналитическом решении нестационарных уравнений многофазной фильтрации с учетом капиллярных эффектов в

газоконденсатной залежи. С помощью данных моделей проводятся расчеты технологических характеристик скважин, разрабатывающих газовые и газоконденсатные пласты.

Разработанные аналитические решения имеют существенное преимущество в скорости и точности вычислений и прогноза перед аналогами, выполняющими технологические расчеты при разработке газовых и газоконденсатных залежей.

Применение методики расчёта относительных фазовых проницаемостей для трех несмешивающихся флюидов на основе метода асимптотических координат позволило существенно сократить сложность и повысить точность прогноза показателей разработки газовых и газоконденсатных месторождений.

Апробация результатов работы

Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на следующих конференциях и семинарах:

- Российская нефтегазовая техническая конференция и выставка SPE, Москва, 26-28 октября 2015 г.
- Российская нефтегазовая техническая конференция и выставка SPE, Москва, 24-26 октября 2016 г.
- Региональная техническая конференция и выставка SPE/IATMI – Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Индонезия, 17-19 октября 2017 г.
- Региональная техническая конференция и выставка SPE – Kuwait Oil and Gas Show and Conference, Кувейт, 15-18 октября 2017 г.
- 22-й Мировой нефтяной конгресс, Турция, 09-13 июля 2017 г.
- III Международный конкурс аспирантских работ, ASEC – 3rd Annual Student Energy Conference, г. Загреб - Хорватия, 9-12 марта 2016 г.
- IV Международный конкурс аспирантских работ, ASEC – 4th Annual Student Energy Conference, г. Загреб - Хорватия, 8-12 марта 2017 г.
- Региональная техническая конференция и выставка SPE – KSA Annual Technical Symposium and Exhibition, Саудовская Аравия, 23-26 апреля 2018 г.

- Региональная техническая конференция и выставка EAGE – Инновации в геонауках – время открытий, Санкт-Петербург, 9 -12 апреля 2018 г.
- Международный конкурс аспирантских работ – International Fuel Congress, Украина, декабрь 2015 г.
- Региональная техническая конференция и выставка EAGE – Annual 80th Conference and Exhibition, Дания, 11-14 июня 2018 г.
- Региональная техническая конференция и выставка EAGE – Инженерная и рудная геофизика, Алматы, 23-27 апреля 2018 г.

Публикации

По теме диссертации опубликована 21 научная работа, в том числе 3 статьи в изданиях, входящих в перечень ВАК Министерства образования и науки Российской Федерации, 9 статей в изданиях, входящих в базу данных SCOPUS и 1 свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ.

Структура и объём диссертационной работы

Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения, списка сокращений, приложений и списка использованной литературы из 61 наименования. Общий объем диссертации составляет 133 страницы, на которых размещено 47 рисунков и 13 таблиц.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении к диссертации обоснована актуальность решаемой научной проблемы, сформулирована цель и задачи исследования, приведены результаты, выносимые на защиту, отмечена их научная новизна и практическая значимость, приведены сведения об апробации работы.

В первой главе выполнен обзор развития аналитического и полуаналитического моделирования для решения уравнения фильтрации в многокомпонентных газоконденсатных залежах, рассмотрены подходы к подготовке, разработке и использованию аналитических и физико-математических подходов для прогноза показателей разработки газоконденсатных залежей, методы расчета процесса фильтрации и построения кривых относительных проницаемостей, основные уравнения, граничные условия, методы

моделирования PVT корреляций, постановка основных задач моделирования, типы исходных данных. Рассмотрены методы и подходы к решению уравнения фильтрации в полуаналитической постановке.

Вторая глава посвящена построению моделей для расчета трехфазных относительных проницаемостей конденсата, воды и газа на основе метода асимптотических координат. Метод позволяет спрогнозировать относительные проницаемости трехфазной системы на основе только одной экспериментальной кривой насыщения, без необходимости проведения полноценного трехфазного эксперимента.

В первом параграфе представлены существующие модели расчета относительных фазовых проницаемостей для трехфазного течения. Данные модели являются модификацией модели ИКУ, которая принадлежит к классу моделей Бейкера и Стоуна. Идея моделей этого класса заключается в линейной интерполяции двухфазовых относительных проницаемостей - $k_{ro}\alpha(Ak_{row} + Bk_{rog})$. Главное несоответствие существующих моделей в том, что в них предлагается очень простое распределение флюидов для трехфазной фильтрации, как схематично показано на рисунке 1.

В данной главе предложена новая физико-математическая модель, идея которой схематично показана на рисунках 2 и 3. В данной модели был учтен механизм потока. Главная идея модели состоит в том, что различные механизмы и соответствующие параметры, которые влияют на многофазную фильтрацию в пористой среде, отражены в распределении флюида. С этой целью в модель введена характеристическая функция с новым значением насыщения флюидом. Распределение флюида является основным фактором, позволяющим контролировать поток различных фаз и, соответственно, функции относительной проницаемости. Например, на рисунке 2 изображен результат эксперимента со стеклянной микромоделью в условиях трехфазной фильтрации (чередующаяся закачка воды и газа), который показывает распределение различных флюидов (т.е. нефти, воды и газа) в пористой среде. Как видно из рисунка 2, вода доминирует над блоком нефти (розовый круг), из чего можно сделать вывод, что поток данной нефти регулируется только насыщением водой. А в

другом блоке (зеленый круг) нефть со всех сторон окружена водой и газом, таким образом, на поток этой нефти влияет как насыщение водой, так и газом. Можно сделать вывод, что на поток и относительную проницаемость каждого флюида в условиях трехфазной фильтрации сильно влияет распределение несмешиваемых флюидов в порах. Данный факт не учитывается в разработке существующих моделей трехфазной относительной проницаемости (как по методам Стоуна и Бейкера).

В более реалистичной схеме распределения насыщения трехфазного потока каждый из несмешиваемых флюидов учитывается в двух частях. Как показано на рисунке 3, одна часть нефти связана только с водной фазой (S_{ow}), а другая только с газовой фазой (S_{og}).

Учитывая эту теорию, трехфазные проницаемости определяются следующим образом:

$$k_{ro} = \frac{S_{wo}}{S_{wo} + S_{go}} k_{row}(S_{ow}) + \frac{S_{go}}{S_{wo} + S_{go}} k_{rog}(S_{og}) \quad (1)$$

$$k_{rw} = \frac{S_{ow}}{S_{ow} + S_{gw}} k_{rwo}(S_{wo}) + \frac{S_{gw}}{S_{ow} + S_{gw}} k_{rwg}(S_{wg}) \quad (2)$$

$$k_{rg} = \frac{S_{og}}{S_{og} + S_{wg}} k_{rgw}(S_{gw}) + \frac{S_{wg}}{S_{og} + S_{wg}} k_{rgo}(S_{go}) \quad (3)$$

где – $S_{ow}, S_{og}, S_{go}, S_{gw}, S_{wo}, S_{wg}$ - коэффициенты насыщения для систем нефть-газ-вода, k_{ijk} - двухфазные относительные проницаемости для систем нефть-газ-вода, k_{ij} - трехфазные относительные проницаемости для систем нефть-газ-вода.

Для определения коэффициентов насыщения ($S_{ow}, S_{og}, S_{go}, S_{gw}, S_{wo}, S_{wg}$), предложены следующие линейные уравнения с использованием трехфазных насыщений флюидов:

$$S_{ow}(S_o^{3Ph}, S_w^{3Ph}) = C_{ow} + C_{oow} S_o^{3Ph} + C_{wow} S_w^{3Ph} \quad (4)$$

$$S_{og}(S_o^{3Ph}, S_g^{3Ph}) = C_{og} + C_{oog} S_o^{3Ph} + C_{ogg} S_g^{3Ph} \quad (5)$$

$$S_{wo}(S_w^{3Ph}, S_o^{3Ph}) = C_{wo} + C_{wwo} S_w^{3Ph} + C_{owo} S_o^{3Ph} \quad (6)$$

$$S_{wg}(S_w^{3Ph}, S_g^{3Ph}) = C_{wg} + C_{wwg} S_w^{3Ph} + C_{wgg} S_g^{3Ph} \quad (7)$$

$$S_{go}(S_g^{3Ph}, S_o^{3Ph}) = C_{go} + C_{ggg} S_g^{3Ph} + C_{ogo} S_o^{3Ph} \quad (8)$$

$$S_{gw}(S_g^{3Ph}, S_w^{3Ph}) = C_{gw} + C_{ggw} S_g^{3Ph} + C_{wgg} S_w^{3Ph} \quad (9)$$

где - C_{ij} и C_{ijk} - характеристические коэффициенты.

Характеристические коэффициенты C_{ij} и C_{ijk} являются функциями поверхностного натяжения между флюидами, смачиваемости и распределения размеров пор породы, все из которых оказывают влияние на распределение флюида. Характеристические коэффициенты могут быть подобраны путем измерения ряда данных о трехфазной относительной проницаемости совместно с уравнениями (1), (2) и (3). Другими словами, данный подбор является обратной задачей, которая оценивает характеристические коэффициенты, используя методы оптимизации (в данной работе – генетический алгоритм). Целевая функция является погрешностью между измеренной и рассчитанной трехфазной относительной проницаемостью, которая должна быть минимизирована путем подбора характеристических коэффициентов. Оцененный коэффициент может применяться в модели для расчета трехфазной относительной проницаемости для других путей насыщения (например, на рисунке 4). Алгоритм для расчета трехфазной относительной проницаемости с использованием предложенной физико-математической модели показан на рисунке 5.

В третьем параграфе рассматривается сравнение результатов физико-математической модели с результатом эксперимента Оака, 1990 г. (рисунок 6).

В третьей главе описан алгоритм расчета PVT – свойств для газоконденсата. Методика была создана с целью увеличения точности модифицированной модели стандартной нефти (МВО) PVT свойств для газоконденсата. Расчет по предлагаемой методике основывается на новых корреляционных зависимостях, материальном балансе и ранее опубликованных другими авторами корреляционных зависимостях. Для получения новых корреляционных зависимостей использовались композиционный симулятор (написанный на языке Visual Basic) и сгенерированный синтетический банк газоконденсатных месторождений, охватывающий диапазоны PVT - свойств реальных газоконденсатных месторождений (преимущественно месторождений России).

Также в данной главе предлагается аналитическая PVT модель, полученная с использованием машинного обучения – искусственных нейронных сетей (ИНС), для оценки PVT свойств газоконденсата (газосодержание (R_s), конденсатосодержание (R_v) и объемный коэффициент нефти (B_o)). Данные PVT свойства рассматриваются как функция от начального газового фактора, удельного веса нефти, пластового давления и пластовой температуры.

Таблица 1 – Диапазоны PVT-свойств синтетического банка данных газоконденсатов

Параметр	Диапазон
T_r , К	300 - 390
Относительная плотность нефти	0,61 – 0,91
Относительная плотность газа	0,55 – 1,13
P_d , МПа	20,759 – 59,880
R_{sd} , $\text{см}^3/\text{см}^3$	163,2267 – 685,1973

В данной главе представлена корреляция для расчета газосодержания в газоконденсатных системах.

$$R_s = R_{sd}(a_1 P_r^{a_2} + (1-a_1) P_r^{a_3}), \quad (10)$$

где, R_{sd} - газосодержание при давлении точки росы и ниже, P_d - Давление точки росы, P_r - приведенное давление, a_1 , a_2 , a_3 , A_1 , B_1 , C_1 - коэффициенты корреляции.

$$P_r = \frac{P}{P_d}, \quad (11)$$

$$a_1 = A_0 \gamma_g^A \gamma_o^{A_2} T^{A_3} P_d^{A_4}, \quad (12)$$

$$a_2 = B_0 \gamma_g^{B_1} \gamma_o^{B_2} T^{B_3} P_d^{B_4}, \quad (13)$$

$$a_3 = C_0 \gamma_g^{C_1} \gamma_o^{C_2} T^{C_3} P_d^{C_4}, \quad (14)$$

При $R_{sr} = \frac{R_s}{R_{sd}}$ приведенное газосодержание рассчитывается по

формуле:

$$R_{sr} = a_1 P_r^{a_2} + (1-a_1) P_r^{a_3}, \quad (15)$$

В главе также предлагается новая корреляция для расчета PVT параметров (R_v, B_o, B_g) при давлении ниже давления точки росы.

Для расчета объемного коэффициента газоконденсата при изменении давления и постоянной температуре используется зависимость

$$B_o(P) = f(\gamma_o, \gamma_g, T, R_s(P)), \quad (16)$$

Рассчитывается коэффициент объемного фактора нефти B_o при давлении ниже давления точки росы по формуле:

$$B_o = 1 + (B_{od} - 1)(R_{sr}(1 - Y) + Y), \quad (17)$$

где,

$$Y = \frac{(1,204\gamma_g)^{y_2} T^{y_3}}{R_{sd}}, \quad (18)$$

где B_{od} - объемный коэффициент нефти при давлении точки росы и ниже, Y , y_2 , y_3 - коэффициенты корреляции.

Для расчета конденсатосодержание при изменении давления и постоянной температуре используется зависимость

$$R_v(P) = f(\gamma_o, \gamma_g, T, P), \quad (19)$$

Рассчитывается конденсатосодержание R_v при давлении ниже давления точки росы по формуле:

$$R_v = R_{vd}(a_1 P_r^{a_2} + (1 - a_1) P_r^{a_3}), \quad (20)$$

где R_{vd} - конденсатосодержание при давлении точки росы и ниже

$$P_r = \frac{P}{P_d}, \quad (21)$$

$$a_1 = A_0 \gamma_g^{A_1} \gamma_o^{A_2} T^{A_3} P_d^{A_4}, \quad (22)$$

$$a_2 = B_0 \gamma_g^{B_1} \gamma_o^{B_2} T^{B_3} P_d^{B_4}, \quad (23)$$

$$a_3 = C_0 \gamma_g^{C_1} \gamma_o^{C_2} T^{C_3} P_d^{C_4}, \quad (24)$$

При $R_{vr} = \frac{R_v}{R_{vd}}$ приведенное конденсатосодержание рассчитывается по формуле:

$$R_{vr} = (a_1 P_r^{a_2} + (1 - a_1) P_r^{a_3}), \quad (25)$$

Кривая объемного фактора газа B_g монотонно возрастает ниже давления насыщения и резко растет до очень высоких значений при низких давлениях. Объемный фактор газа рассчитывается по формуле через z-фактор:

$$B_g = \frac{zT}{P} \cdot \frac{P_{sc}}{T_{sc}} \quad (26)$$

где, P_{sc} - стандартное давление, T_{sc} - стандартная температура, P - давление, T - температура и z-фактор рассчитывается по методике, предложенной в (Dranchuk, 1975).

Результаты новых корреляций были подтверждены путем сравнения реальных и посчитанных значений R_s , R_v и B_o (рисунки 7 и 8).

В последнем параграфе предлагается аналитическая PVT модель, полученная с помощью машинного обучения - искусственных нейронных сетей (ИНС), для оценки PVT свойств газоконденсата. Данные PVT свойства рассматриваются как функция от начального газового фактора, удельного веса нефти, пластового давления и пластовой температуры.

Результаты PVT - свойств, полученные с помощью искусственных нейронных сетей, были проверены и сравнены с результатами корреляции Стендинга и вышепредложенными PVT корреляциями (рисунок 9).

Четвертая глава посвящена разработке физико-математических моделей многофазной фильтрации для оценки дебитов газоконденсатных скважин с учетом капиллярных эффектов.

В первом параграфе рассматривается задача полуаналитического решения для двухфазной системы постоянного радиального газового потока на основе разработанных моделей и методов во второй и третьей главах.

Для построения полуаналитического решения в двухфазной системе в представленной части работы были использованы следующие допущения: горизонтальный, бесконечный по протяженности, однородный, изотропный пласт разрабатывается вертикальной скважиной при постоянном дебите и давлении, поток изотермический. Капиллярными эффектами пренебрегаем.

Также введение автомодельной переменной позволило преобразовать систему уравнений фильтрации в частных производных к системе обыкновенных дифференциальных уравнений.

Основные уравнения двухфазной фильтрации для радиального цилиндрического потока в такой постановке будут выглядеть следующим образом:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \left(\frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} + R_s \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right) \frac{\partial p}{\partial r} \right] = \frac{\phi}{k} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{s_g}{B_g} + R_s \frac{s_o}{B_o} \right) \quad (27)$$

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} + R_v \frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} \right) \frac{\partial p}{\partial r} \right] = \frac{\phi}{k} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{s_o}{B_o} + R_v \frac{s_g}{B_g} \right) \quad (28)$$

где, k_{rg}, k_{ro} - относительная проницаемость газа и нефти, μ_g, μ_o - вязкость газа и нефти, ϕ - пористость, k - проницаемость, s_g, s_o - газо- и нефтенасыщенность, B_g, B_o - объемный коэффициент газа и нефти. Граничные и начальные условия на скважине определим исходя из постоянства дебита. Давление на бесконечности не зависит от времени и равно начальному, насыщенность конденсата на бесконечности всегда равна постоянному значению (обычно 0).

$$p(r, t = 0) = p_i ; S_o(r, t = 0) = S_{oi} \quad (29)$$

$$\lim_{r \rightarrow \infty} p = p_i ; \lim_{r \rightarrow \infty} S_o = S_{oi} \quad (30)$$

$$p(r = r_w, t) = p_{wf,gt} \quad (31)$$

где, S_{oi} - начальная нефтенасыщенность, p_i - начальное давление, r - радиус, t - время, r_w - радиус скважины, $p_{wf,gt}$ - забойное давление.

Давления и насыщения компонентов газа и нефти представлены ниже:

$$\omega_{gg}(p, S_o) = \frac{k_{rg}(S_o)}{\mu_g(p) B_g(p)} \quad (32)$$

$$\omega_{go}(p, S_o) = R_s(p) \frac{k_{ro}(S_o)}{\mu_o(p) B_o(p)} \quad (33)$$

$$\omega_{oo}(p, S_o) = \frac{k_{ro}(S_o)}{\mu_o(p) B_o(p)} \quad (34)$$

$$\omega_{og}(p, S_o) = R_v(p) \frac{k_{rg}(S_o)}{\mu_g(p) B_g(p)} \quad (35)$$

$$\omega_{gsc}(p, S_o) = \omega_{gg}(p, S_o) + \omega_{go}(p, S_o) \quad (36)$$

$$\omega_{osc}(p, S_o) = \omega_{oo}(p, S_o) + \omega_{og}(p, S_o) \quad (37)$$

$$J_{gsc}(p, S_o) = \frac{S_g}{B_g(p)} + R_s(p) \frac{S_o}{B_o(p)} \quad (38)$$

$$J_{osc}(p, S_o) = \frac{S_o}{B_o(p)} + R_v(p) \frac{S_g}{B_g(p)} \quad (39)$$

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \cdot \omega_{gsc} \frac{\partial p}{\partial r} \right] = \frac{\phi}{k} \cdot \frac{\partial J_{gsc}}{\partial t} \quad (40)$$

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \cdot \omega_{osc} \frac{\partial p}{\partial r} \right] = \frac{\phi}{k} \cdot \frac{\partial J_{osc}}{\partial t} \quad (41)$$

где, J_{gsc} , J_{osc} , ω_{gsc} , ω_{osc} - коэффициент накопления газа и нефти,

Подставляя автомодельную переменную χ в уравнения (40) и (41),

$$\chi = \ln \left(r \frac{1}{\sqrt{kt}} \right), \quad (42)$$

где, κ - коэффициент пьезопроводности, c_t - общая сжимаемость.

$$\kappa = \frac{k}{\mu c_t \phi}, \quad (43)$$

$$c_t = \frac{\left(\frac{1}{B_g} - 1 \right)}{P_i} \quad (44)$$

Получим:

$$\frac{d}{d\chi} \left[\omega_{gsc} \frac{dp}{d\chi} \right] = - \frac{e^{2\chi}}{2\mu c_t} \cdot \frac{dJ_{gsc}}{d\chi} \quad (45)$$

$$\frac{d}{d\chi} \left[\omega_{osc} \frac{dp}{d\chi} \right] = - \frac{e^{2\chi}}{2\mu c_t} \cdot \frac{dJ_{osc}}{d\chi} \quad (46)$$

Подставляя $\frac{dQ}{d\chi}$ в уравнение (45) и (46), получим уравнения (49) и

(50):

$$\frac{dQ}{d\chi} = \frac{\partial Q}{\partial p} \frac{dp}{d\chi} + \frac{\partial Q}{\partial S_o} \frac{dS_o}{d\chi} \quad (47)$$

где,

$$Q = J_{gsc}, J_{osc}, \omega_{jsc}, \omega_{osc} \quad (48)$$

$$\left(\frac{\partial \omega_{gsc}}{\partial p} \frac{dp}{d\chi} + \frac{\partial \omega_{gsc}}{\partial S_o} \frac{dS_o}{d\chi} \right) \frac{dp}{d\chi} + \omega_{gsc} \frac{d^2 p}{d\chi^2} = - \frac{e^{2\chi}}{2\mu\epsilon_t} \cdot \left(\frac{\partial J_{gsc}}{\partial p} \frac{dp}{d\chi} + \frac{\partial J_{gsc}}{\partial S_o} \frac{dS_o}{d\chi} \right) \quad (49)$$

$$\left(\frac{\partial \omega_{osc}}{\partial p} \frac{dp}{d\chi} + \frac{\partial \omega_{osc}}{\partial S_o} \frac{dS_o}{d\chi} \right) \frac{dp}{d\chi} + \omega_{osc} \frac{d^2 p}{d\chi^2} = - \frac{e^{2\chi}}{2\mu\epsilon_t} \cdot \left(\frac{\partial J_{osc}}{\partial p} \frac{dp}{d\chi} + \frac{\partial J_{osc}}{\partial S_o} \frac{dS_o}{d\chi} \right) \quad (50)$$

Выразив из уравнений (49) и (50) $\frac{d^2 p}{d\chi^2}$ и приравняв по нему, то получим систему нелинейных дифференциальных уравнений (51), (52) и (53).

$$\frac{dy_1}{d\chi} = \frac{1}{\omega_{gsc}} \cdot y_3 \quad (51)$$

$$\frac{dy_2}{d\chi} = \frac{dy_1}{d\chi} \cdot \left[\frac{e^{2\chi}}{2} \left(\omega_{osc} \frac{\partial J_{gsc}}{\partial p} - \omega_{gsc} \frac{\partial J_{osc}}{\partial p} \right) - \frac{dy_1}{d\chi} \left(\omega_{osc} \frac{\partial \omega_{gsc}}{\partial p} - \omega_{gsc} \frac{\partial \omega_{osc}}{\partial p} \right) \right] \quad (52)$$

$$\frac{dy_3}{d\chi} = - \frac{e^{2\chi}}{2} \cdot \left(\frac{\partial J_{gsc}}{\partial p} \frac{dy_1}{d\chi} + \frac{\partial J_{gsc}}{\partial S_o} \frac{dy_2}{d\chi} \right) \quad (53)$$

Здесь $y_1 = p$, $y_2 = S_o$ и $y_3 = \omega_{gsc} \frac{dp}{d\chi} = \omega_{gsc} \frac{dy_1}{d\chi}$

В выбранных координатах граничные условия будут:

$$\frac{dp}{d\chi}(\chi = \chi_w) = \frac{q_{gsc,gt}}{2\pi kh} \quad (54)$$

$$\lim_{\chi \rightarrow \infty} p = p_i; \quad \lim_{\chi \rightarrow \infty} S_o = S_{oi} \quad (55)$$

где, $q_{gsc,gt}$ - расход газа

Для указанных граничных условий система нелинейных дифференциальных уравнений (51), (52) и (53) была решена с помощью метода Рунге-Кутты. Для сведения начальной краевой задачи к задаче Коши был использован метод пристрелки с правой границы. Дебит на забое скважины находился по переменной y_3 , выходящей на константу при уменьшении координаты автомодельной переменной.

Тогда дебит рассчитывался как:

$$q_{gsc} = 2\pi kh \left(r \omega_{gsc} \frac{dp}{dr} \right)_{r=r_w} = 2\pi kh \left(\omega_{gsc} \frac{dp}{d\chi} \right)_{\chi=\chi_w} = 2\pi kh (y_3)_{\chi=\chi_w} \quad (56)$$

На рисунке 10 показаны зависимости давления, насыщенности конденсатом и градиента давления от безразмерной переменной χ .

Координата χ в задаче изменяется в пределах $-\infty$ до $+\infty$ из-за своей логарифмической природы. При времени больше 1 секунды для любых пластов $\chi_w \rightarrow -\infty$. Однако на практике за

крайнюю левую точку нужно брать такую, при которой $\frac{dp}{d\chi}$ выходит на константу (рис. 10). Крайняя правая точка была найдена подбором так, чтобы при её дальнейшем увеличении полученное решение оставалось неизменным. Поэтому реальный интервал моделирования в логарифмических координатах был в диапазоне $(-0,5; 5)$, что примерно соответствует изменению радиуса на 3 порядка.

Представленный подход позволяет оценить размер зоны выпадения конденсата для вертикальной скважины, работающей с постоянным дебитом. Так, на рисунке 11 показана зависимость размера «конденсатной банки» от времени для рассмотренного в представленной работе случая.

Также в первом параграфе сравниваются полуаналитические решения с решением линейного стока. Для проверки предложенного полуаналитического подхода было проведено сравнение результатов расчета с решением линейного стока при давлении выше давления насыщения.

$$p_k = p_i - \frac{y_3 \mu}{2} \cdot \int_{\frac{e^{2\chi} \mu c_1}{4}}^{\infty} \frac{e^{-u}}{u} du \quad (57)$$

Рисунок 12 демонстрирует сходимость результатов полуаналитического решения с решением линейного стока в случае однофазного потока.

Во втором параграфе рассматривается задача полуаналитического решения для многофазной системы постоянного радиального газового потока на основе разработанных моделей и методов во второй и третьей главах.

В третьем параграфе рассматривается задача полуаналитического решения для двухфазной системы постоянного радиального газового потока для оценки дебитов

скважин с учетом капиллярных эффектов на основе разработанных моделей и методов во второй и третьей главах.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Научные результаты, выводы и рекомендации заключаются в следующем:

1. Предложена физико-математическая модель для прогнозирования относительной проницаемости трех несмешиваемых флюидов в пористой среде. В данной модели учитывается влияние распределения флюида и физических механизмов потока на оценку относительной проницаемости. Данная теория хорошо согласовывается с физическим механизмом, лежащим в основе потока на уровне пор.

2. Полученные результаты предложенной физико-математической модели были сравнены с экспериментальными данными трехфазной относительной проницаемости, полученными Оаком в 1990 г., и показали хорошую сходимость.

3. Новые корреляции MBO PVT свойств не нуждаются в проведении лабораторных экспериментов.

4. Новые корреляции были применены для расчета материального баланса и для моделирования пласта с целью проверки и оценки погрешности в случае использования данных корреляций. Погрешность расчетов начальных запасов флюидов с использованием обобщенного уравнения материального баланса варьируется от 3% до 12%. Была получена достаточная сходимость между моделированием модифицированной тяжелой нефти с использованием PVT параметров, полученных из новых корреляций, и полным композиционным моделированием.

5. Результаты предложенной адаптированной PVT корреляции и результаты, полученные с помощью ИНС, превосходят результаты, полученные с помощью корреляций Стендинга. При оценке PVT - свойств разработанные модели имеют самое высокое значение коэффициента корреляции и самое низкое значение средней абсолютной ошибки.

6. Разработан полуаналитический подход к оценке параметров работы вертикальной скважины при разработке газоконденсатных залежей. Предложенный подход позволяет рассчитать нестационарные распределения давления и насыщенности в пласте, динамику забойного давления скважины

для любых реальных значений PVT параметров системы и относительных фазовых проницаемостей газ-конденсат.

7. Полученный результат позволяет утверждать, что учет капиллярного давления в PVT свойствах флюидов оказывает существенное влияние на динамику распределения давления и насыщенности вертикальной скважины, тогда как его учет в виде дополнительного слагаемого значительного эффекта не имеет.

8. При решении практических задач предложенный метод может быть использован для оптимизации режима работы скважины из условия снижения негативных эффектов выпадения конденсата в пласте.

СПИСОК ОСНОВНЫХ РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ АВТОРОМ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

1. Бенсон Ламиди А.Л. Алгоритм моделирования искусственных трещин в газовых скважинах в динамическом симуляторе / А.Л. Бенсон Ламиди, Р. Оппонг, А. Абдалла Алемам Мохамед// Международный Научно-исследовательский журнал International research journal – №5(47) Часть 6, 2016.С.66 – 71 (БАК)

2. Бенсон Л. А-Л. Forecasting Gas-Condensate Reservoir Performance with Capillary Pressure Effects //EAGE Engineering and Mining Geophysics 2018, 23-27thApril, 2018. – Режим доступа: <http://doi.org/10.3997/2214-4609.201800525> (SCOPUS)

3. Бенсон Л. А-Л. Физико-математический подход решений нестационарных уравнений многофазной фильтрации с учетом капиллярных эффектов в газоконденсатных системах /Буданов Л.М.//EAGE Инженерная и рудная геофизика 2018, 23-27th апреля, 2018. – Режим доступа: <http://doi.org/10.3997/2214-4609.201800525> (SCOPUS)

4. Бенсон Л.А-Л. Semi-Analytical Assessment of Condensate banking effects in Fracture Design and Optimisation of Gas – Condensate Reservoirs // EAGE Санкт - Петербург 2018, Инновации в геонауках – время открытий, 9-12 апреля, 2018. – Режим доступа: <http://doi.org/10.3997/2214-4609.201800142> (SCOPUS)

5. Бенсон Л.А-Л. Uncertainty Analysis and Design Optimization of Gas-Condensate Fields / Mohammed Fathi Elsharkawi, Tsikplornu Daniel Edem // SPE Kuwait Oil and Gas Show and Conference, 15-18th October 2017. – Режим доступа: <http://doi.org/10.2118/187639-MS> (SCOPUS)

6. Бенсон Л.А.-Л. Review: Uncertainty Analysis and Design Optimisation of Gas-Condensate Fields/ Tsikplornu Daniel Edem, Syouma Hikmahtiar // SPE/IATMI Asia Pacific Oil and Gas Conference and exhibition, 17-19th October 2017. – Режим доступа: <http://doi.org/10.2118/186899-MS> (SCOPUS)

7. Бенсон Л.А.-Л. Modeling Gas Condensate Reservoir Performance in Multiphase Radial Flow Systems // 80th EAGE Conference and Exhibition 2018, 11-14 Июня, 2018. – Режим доступа: <http://doi.org/10.3997/2214-4609.201801743>

8. Бенсон Л.А.-Л. Hydraulic Fracture Design and Well Spacing Optimization for Gas-Condensate Reservoirs /Syouma Hikmahtiar// SPE/IATMI Asia Pacific Oil and Gas Conference and exhibition, 17-19th October 2017. – Режим доступа: <http://doi.org/10.2118/186297-MS> (SCOPUS)

9. Бенсон Л.А.-Л. Well Placement Optimisation in Gas-Condensate Reservoirs Using Genetic Algorithms /Tsikplornu Daniel Edem, Syouma Hikmahtiar // SPE/IATMI Asia Pacific Oil and Gas Conference and exhibition, 17-19th October 2017. – Режим доступа: <http://doi.org/10.2118/186251-MS> (SCOPUS)

10. Бенсон Л.А.-Л. Physico-Mathematical Model for Forecasting Gas-Condensate Performance in Multiphase Linear and Radial Flow Systems /Bawah Abdul-Rashid // SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and exhibition, 23-26th April 2018. – Режим доступа: <http://doi.org/10.2118/192267-MS> (SCOPUS)

11. Бенсон Л.А.-Л. Semi-Analytical Three-Phase Relative Permeability Model for Gas-Condensate /Bawah Abdul-Rashid // SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and exhibition, 23-26th April 2018. – Режим доступа: <http://doi.org/10.2118/192268-MS> (SCOPUS)

12. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ - 2018615941(РФ). Программа автоматизированного расчета динамики забойного давления вертикальной скважины в газоконденсатном пласте / Бенсон Ламиди А.-Л. – № 2018612912; заявл. 26.03.2018; опубл. 18.05.2018, Бюл. №5.

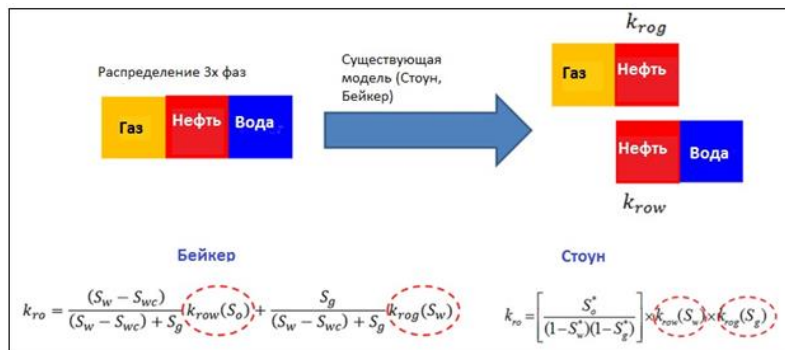


Рисунок 1 – Схема распределения трехфазного флюида в пористой среде, предлагаемая существующими моделями (Стоуна и Бейкера)



Рисунок 2 – Кадр эксперимента со стеклянной микромоделью при условии трехфазной фильтрации (красный цвет – нефть, синий цвет – вода и желтый цвет – газ)

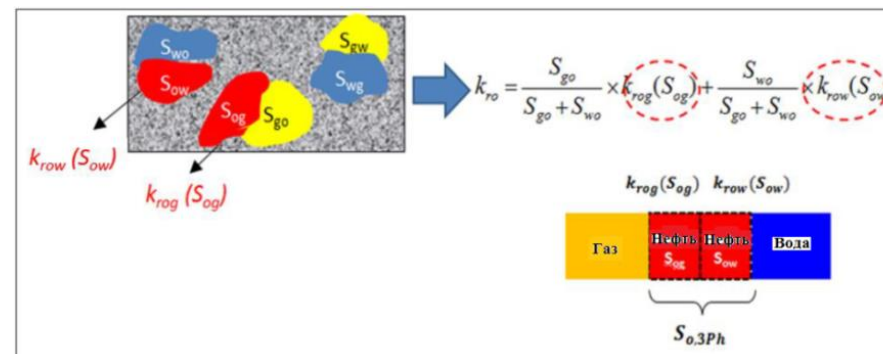


Рисунок 3 – Физико-математическая модель для расчета трехфазной относительной проницаемости нефти

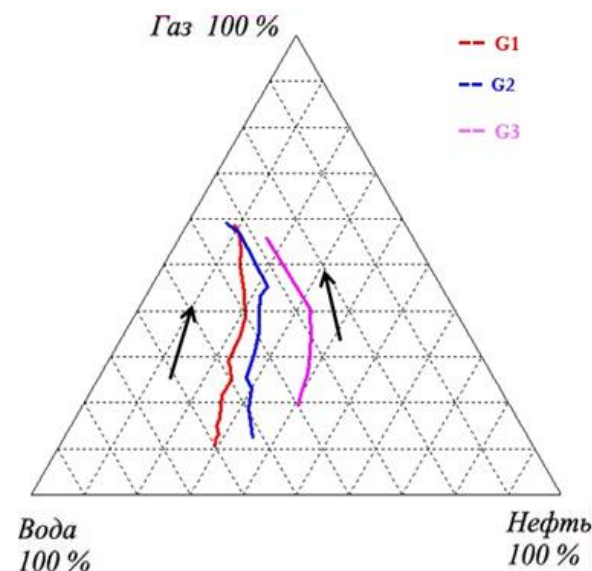


Рисунок 4 – Пути насыщения для различных закачек газа при трехфазной фильтрации: G1, G2 и G3 – тесты первой, второй и третьей закачек газа, соответственно

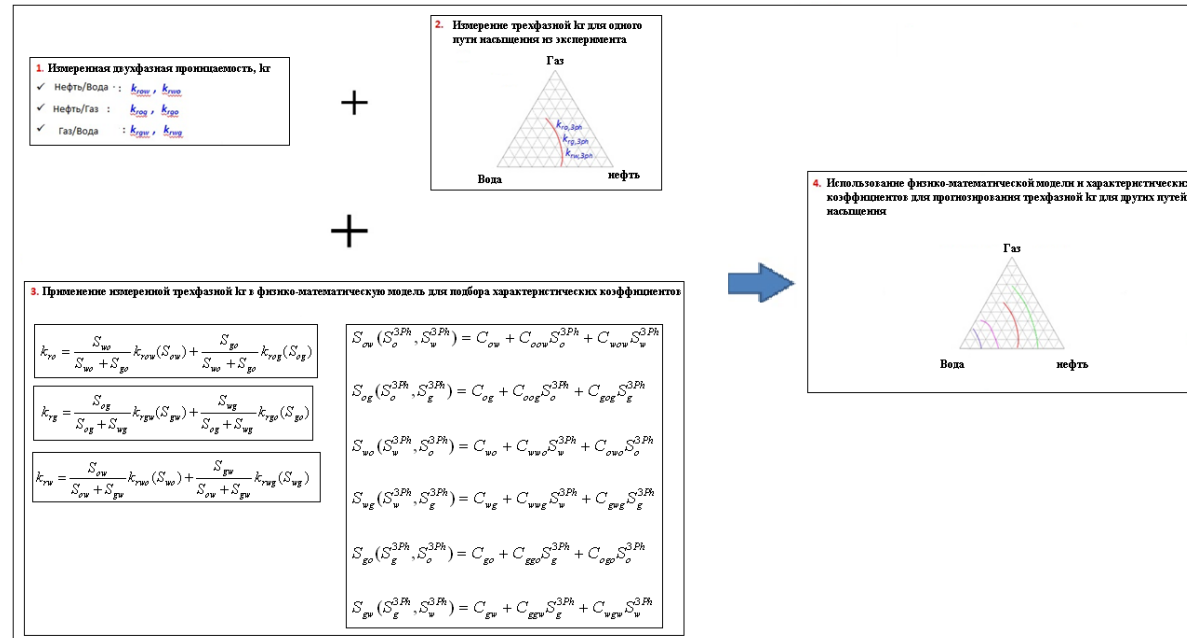


Рисунок 5 – Алгоритм расчета трехфазной относительной проницаемости в физико-математической модели

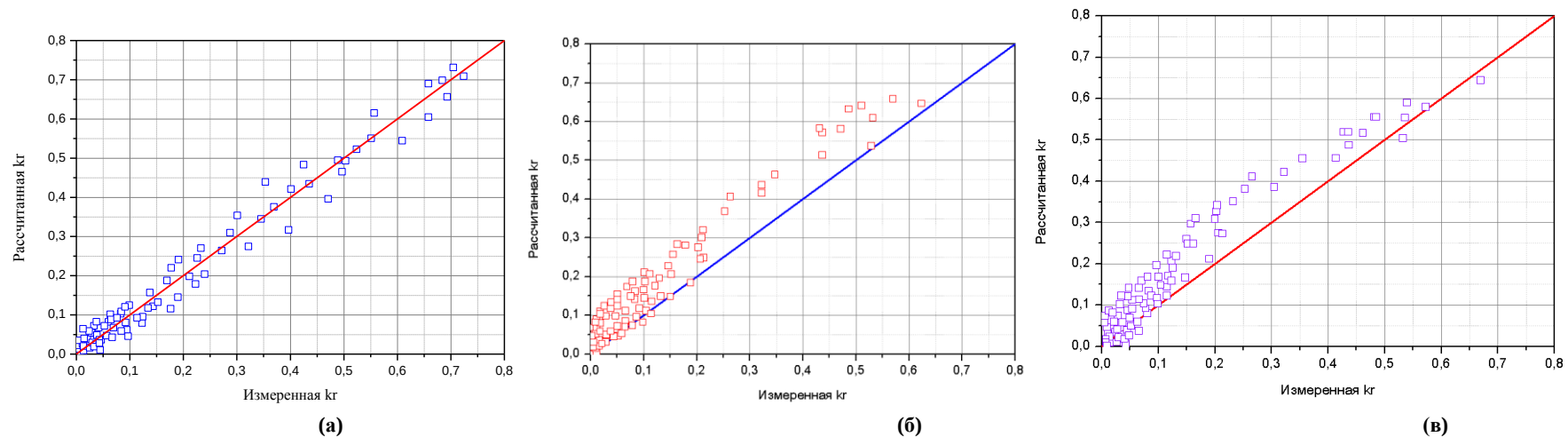


Рисунок 6 – График рассчитанной трехфазной относительной проницаемости с помощью физико-математической модели (рисунок а), модели Бейкера (рисунок б) и модели Стоуна (рисунок в) к измеренной трехфазной относительной проницаемости k_r в эксперименте Оака

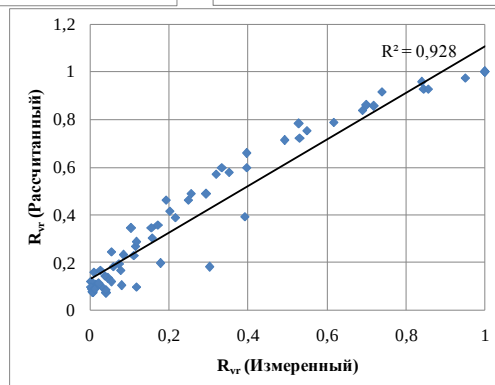
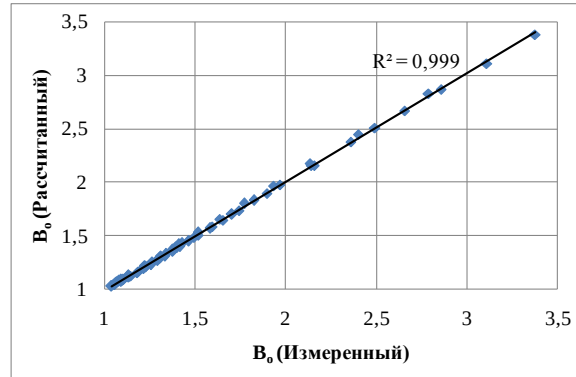
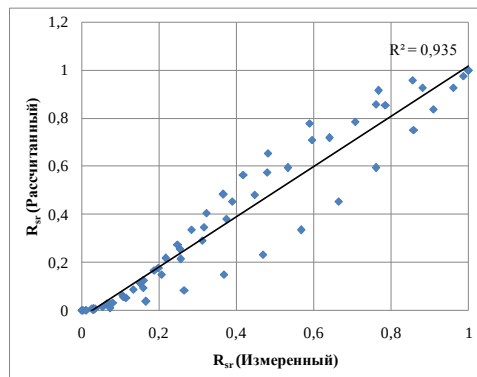


Рисунок 7 – Сравнение реальных и посчитанных значений R_s , B_o и R_v

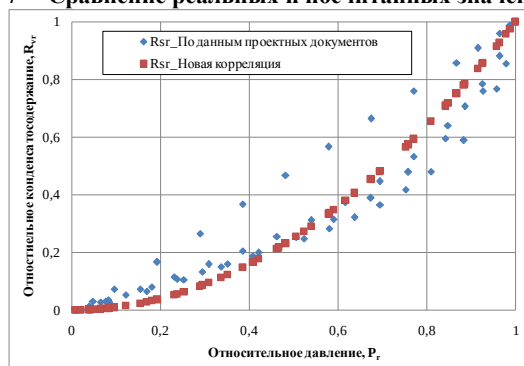


Рисунок 8 – Зависимость газосодержания R_s от давления

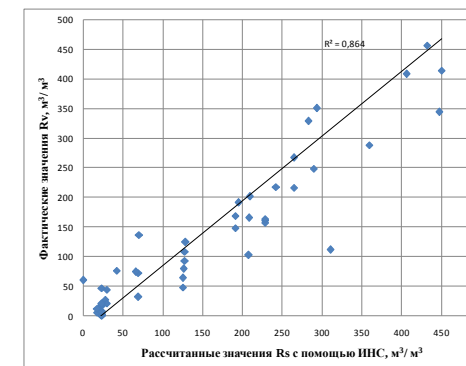
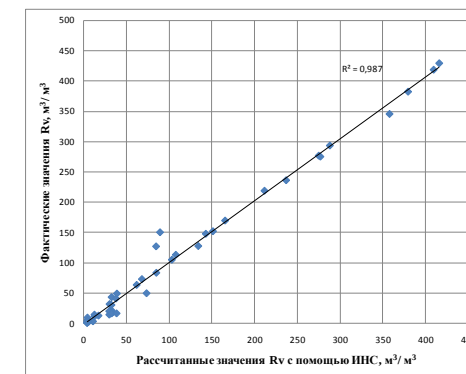
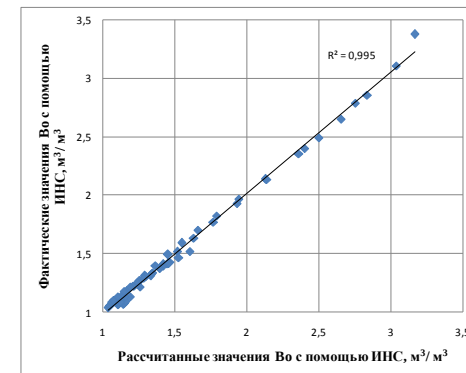


Рисунок 9 – График фактических PVT - свойств к рассчитанным PVT – свойствам (с помощью ИНС)

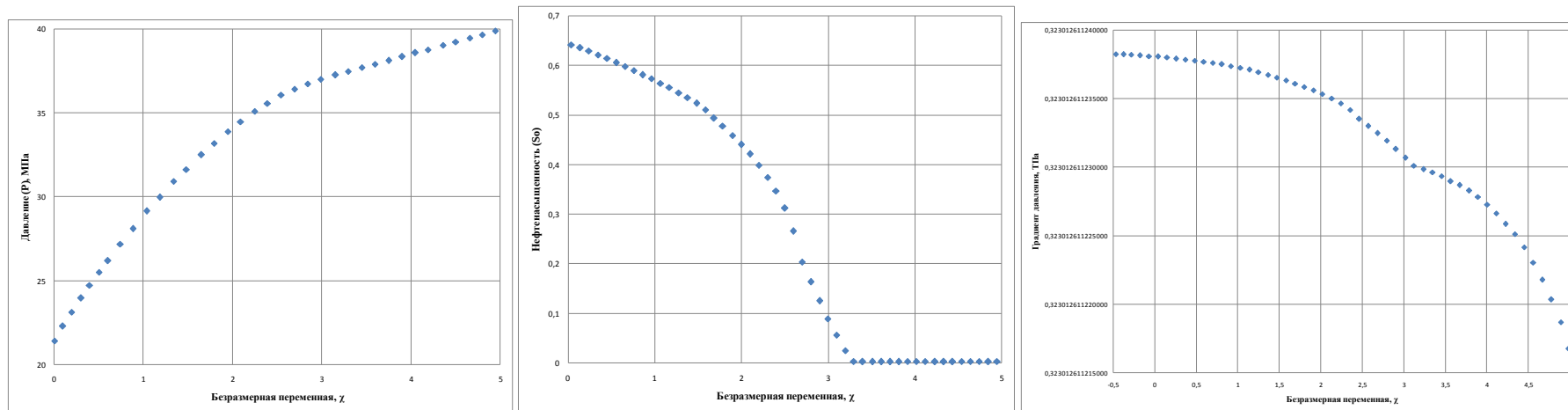


Рисунок 10 – Распределение давления, насыщенности конденсатом и градиента давления ($q_{gsc,gt} = 42 \text{ м}^3 / \text{сут}$)

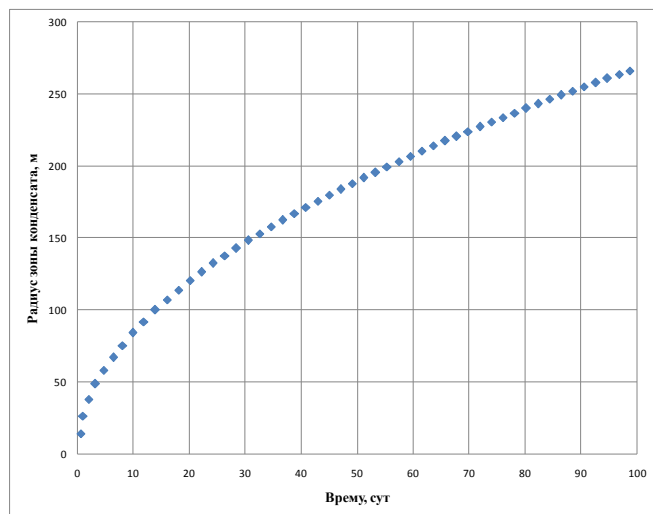


Рисунок 11 – Зависимость размера зоны выпадения конденсата от времени ($q_{gsc,gt} = 42 \text{ м}^3 / \text{сут}$)

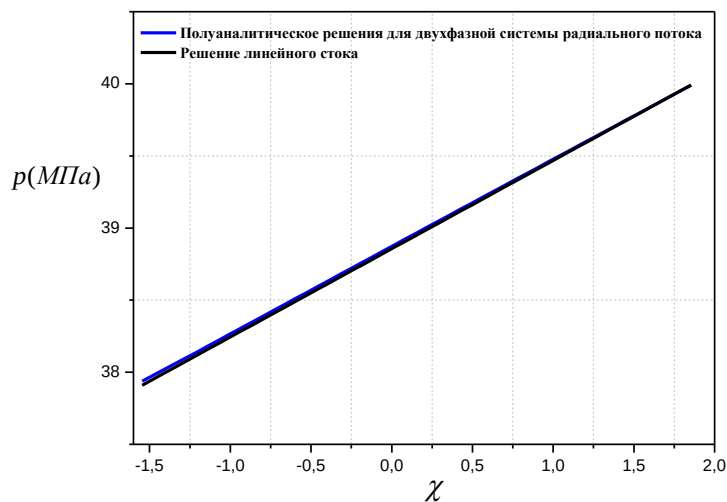


Рисунок 12 – Сравнение полуаналитического решения с решением линейного стока при давления выше давления насыщения