Татарский научно-исследовательский и проектный
институт нефти (ТатНИПИнефть) ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина
ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт»

На правах рукописи

НАЗМУТДИНОВ РУЗАЛЬ ШАМИЛЕВИЧ

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ НЕНЬЮТОНОВСКИХ СВОЙСТВ НЕФТИ НА ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НА ОСНОВЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, доцент
Низаев Рамиль Хабутдинович

Бугульма – 2018

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ…….....….4

ГЛАВА 1. СТЕПЕНЬ ИЗУЧЕННОСТИ ПРОБЛЕМЫ И АНАЛИЗ ИССЛЕДОВАНИЯ РЕОЛОГИЧЕСКОГО ПОВЕДЕНИЯ НЕФТИ БОБРИКОВСКОГО ГОРИЗОНТА МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТАТАРСТАНА ….12

1.1 Обзор и анализ работ по изучению влияния плотности сетки скважин на нефтеизвлечение…….....….14

1.2. Обзор и анализ работ по изучению влияния неньютоновских свойств нефти на разработку нефтяных месторождений …….……..….….….21

1.2.1. Особенности фильтрации аномально вязкой нефти с предельным градиентом динамического давления сдвига..…….……22

1.2.2. Законы фильтрации аномально вязкой нефти с предельным градиентом динамического давления сдвига ……..…….…….25

1.3. Некоторые особенности течения реологических жидкостей и их классификация…….....34

1.4. Анализ реологических особенностей нефти бобриковского горизонта месторождений Татарстана……40

ГЛАВА 2. АНАЛИЗ И ИССЛЕДОВАНИЕ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ МОДЕЛИ К СТРУКТУРНО-МЕХАНИЧЕСКИМ СВОЙСТВАМ……..….….52

2.1. Чувствительность к градиенту динамического давления сдвига нефти бобриковского горизонта месторождений Татарстана на примере Мельнинского нефтяного месторождения…….……...52

2.2. Влияние параметра свободной воды при моделировании течения нефти с неньютоновскими свойствами……..…...…58

2.3. Коэффициент охвата при ограниченности контура питания при фильтрации нефти со структурно-механическими свойствами…...……..……...61

ГЛАВА 3. ИССЛЕДОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ФИЛЬТРАЦИИ ВЯЗКОПЛАСТИЧНОЙ И ПСЕВДОПЛАСТИЧНОЙ НЕФТИ…….…….65

3.1. Исследование влияния метода заводнения на коэффициент извлечения нефти при выраженных неньютоновских свойствах нефти.....65

3.2. Оценка влияния типа жидкости и соотношения подвижности на коэффициент извлечения нефти при выраженных неньютоновских свойствах нефти.....67

3.3. Исследование влияния градиента динамического давления сдвига на коэффициент извлечения нефти при выраженных неньютоновских свойствах нефти.....71

ГЛАВА 4. ИССЛЕДОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ФИЛЬТРАЦИИ НА ПРИМЕРЕ ТАТ-КАНДЫЗСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ…...74

4.1. Особенности геологического строения Тат-Кандызского нефтяного месторождения…….……..……..…...74

4.2. Цифровая фильтрационная модель месторождения ……..…….….….80

4.3. Расчеты по определению влияния градиента динамического давления сдвига на технологические показатели разработки……..…...…..90

ЗАКЛЮЧЕНИЕ……...…..104

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ……....106

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ……..…….…....107

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

Разработка многих месторождений от маловязкой до вязкой нефти близится к завершающей стадии, увеличивается доля трудноизвлекаемых запасов, и сложность их добычи повышается. Соответственно, возрастает и доля нефти с высоким содержанием асфальтенов, которые обусловливают проявление неньютоновских свойств нефти.

У неньютоновской нефти вязкость зависит от приложенного усилия: при незначительных перепадах давления нефть ведет себя как более вязкая структура по сравнению с областями, где фильтрация осуществляется с большими перепадами давления. Наличие предельного градиента динамического давления сдвига (ГДДС) приводит к тому, что в участках, где перепад давления меньше некоторого критического значения, фильтрации нефти либо не происходит, либо происходит с меньшей скоростью. Отсутствие учета данного факта может привести к завышенным ожиданиям по добыче нефти согласно результатам моделирования разработки нефтяных месторождений.

Проявление неньютоновских свойств нефти существенно влияет на скорость её фильтрации, в связи с чем перепад давления в пласте играет более значимую роль, чем при добыче ньютоновской нефти. Принятие во внимание данного фактора, комплексируемого с учетом реальных неоднородностей пластов, определяет новые зависимости влияния плотности сетки скважин (ПСС) на разработку пластов с неньютоновскими свойствами нефти. Таким образом, оптимизация эксплуатации залежи, способствующая снижению негативного влияния неньютоновских свойств нефти, является актуальной задачей нефтедобывающей отрасли. Необходимо также использовать возможности моделирования при проектировании разработки месторождений, применение

которого способствует уменьшению затрат при подборе ПСС на реальных объектах.

Степень разработанности темы исследования

При выполнении диссертационной работы автор опирался на научные труды отечественных и зарубежных ученых, которые внесли значительный вклад в развитие теории и практики добычи нефти со структурно-механическими свойствами (СМС), таких как: Р.Г. Абдулмазитов, М.И. Амерханов, А.В. Аржиловский, И.М. Бакиров, Г.И. Баренблатт, К.С. Басниев, А.В. Берлин, А.В. Гиматудинов, В.В. Девликамов, Р.Н. Дияшев, Ю.П. Желтов, И.С. Закиров, С.Н. Закиров, А.Т. Зарипов, А.М. Зиновьев, А.Б. Золотухин, Р.Р. Ибатуллин, А.П. Крылов, Н.П. Лебединец, В.Д. Лысенко, И.Э. Мандрик, И.Л. Мархасин, А.Х. Мирзаджанзаде, Р.Х. Муслимов, В.Н. Панков, В.В. Плынин, Р.Г. Рамазанов, Б.Ф. Сазонов, Р.С. Хисамов, Н.И. Хисамутдинов, А.Х. Шахвердиев, В.Н. Щелкачев, G. Schramm, M.R. Slawomirski, W.L. Wilkinson и др.

Несмотря на значительный объём исследований, направленных на выявление оптимальной зависимости коэффициента извлечения нефти (КИН) от ПСС, для нефти, проявляющей СМС, этот вопрос является до сих пор не изученным в полной мере. Имеющиеся результаты исследований раскрывают лишь небольшую часть вопроса разработки месторождений нефти с неньютоновскими свойствами, а конкретных зависимостей и формул для определения зависимости влияния ПСС на КИН с учетом ГДДС нефти и соотношения подвижности нефти с неразрушенной структурой к подвижности нефти с разрушенной структурой практически нет. Мнения ученых по вопросу о темпах разработки различаются: одни считают, что максимального нефтеизвлечения можно достичь и при низких темпах разработки, а другие утверждают, что необходим более высокий темп.

Наличие широкого круга вопросов относительно разработки месторождений с ярко выраженными СМС нефти обусловливает необходимость дальнейшего изучения данного вопроса для совершенствования разработки таких залежей.

Цель диссертационной работы

Совершенствование проектирования разработки бобриковских отложений Татарстана с учетом неньютоновских свойств нефти.

Основные задачи исследований

1. Анализ влияния структурно-механических свойств нефти залежей продуктивных отложений бобриковского горизонта на процесс разработки на основе расчетов.

2. Оценка чувствительности модели к структурно-механическим свойствам при разной вязкости и на её основе определение критерия применимости модели течения, подчиняющегося закону вязкого трения Ньютона для нефти с выраженными структурно-механическими свойствами.

3. Выявление зависимости КИН от структурно-механических свойств на численной модели.

4. Определение зависимости КИН от структурно-механических свойств на основе расчетов для продуктивных отложений бобриковского горизонта на примере месторождений с разной вязкостью.

Методология и методы исследований

Для решения поставленных в работе задач проведены теоретические исследования особенностей фильтрации неньютоновской нефти. В расчетах использованы математическое моделирование, теоретические методы исследования, а также многомерный статистический анализ данных и их обработка.

Научная новизна диссертационной работы

1. Получена экспоненциально-степенная зависимость нефтеизвлечения от темпов разработки для нефтяных залежей с выраженными структурно-механическими свойствами в области исследований от псевдопластичной нефти до пластичной.

2. Получена зависимость КИН от значений градиента динамического давления сдвига и соотношения подвижности нефти с неразрушенной структурой к подвижности нефти с разрушенной структурой для терригенных коллекторов при различных плотностях сетки скважин в пределах от 2,3 до 700 тыс. м^2/скв для случая фильтрации неньютоновской нефти.

3. Уточнена формула для определения изменения КИН от плотности сетки скважин для условий фильтрации нефти с выраженными структурно-механическими свойствами.

4. Для неньютоновской нефти научно обосновано регрессионное неравенство $H \geq 0{,}00027 \ln \mu - 0{,}00015$, которое является граничным условием необходимости учёта нелинейности фильтрации для нефти со структурно-механическими свойствами. Данные результаты получены для условий действующих режимов на бобриковских отложениях с перепадом давления 3-4 МПа. В формуле вязкость нефти выражена в мПа·с, градиент динамического давления сдвига H – в МПа/м.

Основные положения, выносимые на защиту:

1. Методологический подход к расчету значений градиента динамического давления сдвига на основе математической обработки результатов замеров вязкости.

2. Критерий применимости модели течения, подчиняющегося закону вязкого трения Ньютона, для нефти с выраженными структурно-механическими свойствами нефти продуктивных отложений бобриковского горизонта месторождений юго-востока Татарстана.

3. Зависимость КИН от плотности сетки скважин, градиента динамического давления сдвига, соотношения подвижности нефти с неразрушенной структурой к подвижности нефти с разрушенной структурой.

4. Зависимость КИН от плотности сетки скважин с учетом эффективной вязкости для месторождений с выраженными структурно-механическими свойствами нефти.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности

Указанная область исследований соответствует паспорту специальности 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», а именно п. 5: Научные основы компьютерных технологий проектирования, исследования, эксплуатации, контроля и управления природно-техногенными системами, формируемыми для извлечения углеводородов из недр или их хранения в недрах с целью эффективного использования методов и средств информационных технологий, включая имитационное моделирование геологических объектов, систем выработки запасов углеводородов и геолого-технологических процессов.

Теоретическая и практическая значимость работы

1. Предложенный подход расчёта значений градиента динамического давления сдвига на основе совмещения лабораторных экспериментов, полученных на ротационном вискозиметре, и аналитических формул позволяет более точно находить значения градиента динамического давления сдвига, чем при расчете с использованием только аналитических формул.

2. Обоснован критерий, по которому можно определить, в каких случаях допускается не учитывать зависимость вязкости нефти от скорости её течения.

3. Определена наиболее оптимальная схема из площадных систем для разработки залежей нефти с неньютоновскими свойствами. Установлены возможные потери по отношению к пятиточечной системе разработки при применении других систем регулярного площадного заводнения.

4. Получена формула, позволяющая определить КИН при разработке месторождений неньютоновской нефти в зависимости от градиента динамического давления сдвига нефти, соотношения подвижности нефти с неразрушенной

структурой к подвижности нефти с разрушенной структурой, плотности сетки скважин и перепадов давления.

5. Результаты данных исследований рекомендуется применять при проектировании системы разработки месторождений нефти, обладающей выраженными структурно-механическими свойствами, в промышленности, в учебном процессе по дисциплинам «Разработка нефтяных месторождений», «Эксплуатация нефтяных скважин» для бакалавриата и магистратуры.

Личный вклад автора состоит в выборе направления исследований, в формулировке целей и задач, их решении, сборе информации, проведении расчетов, анализе материалов и результатов экспериментов, выработке методических подходов исследований. Вклад автора является основным во всех разделах работы.

Апробация результатов работы

Основные результаты теоретических и экспериментальных исследований, выводы и рекомендации по направлению исследований докладывались на 11 научно-технических конференциях, чтениях и семинарах, в том числе: на XV Международной молодежной научной конференции «СЕВЕРГЕОЭКОТЕХ-2014» (г. Ухта, УГТУ, 2014); на Всероссийской научно-практической конференции в рамках научной сессии ученых АГНИ «Нефтегазовый комплекс: образование, наука и производство» (г. Альметьевск, АГНИ, 2014); на Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Новые технологии – нефтегазовому региону» (г. Тюмень, ТюмГУ, 2014); на молодежной научно-практической конференции ТатНИПИнефть «МНПК-2014» (г. Бугульма, ТатНИПИнефть, 2014); на 69-й Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2015» (г. Москва, РГУ имени Губкина, 2015); на Всероссийской научно-практической конференции в рамках научной сессии ученых Альметьевского государственного нефтяного института (г. Альметьевск, АГНИ, 2015); на VII Всероссийской конференции «Проблемы разработки

месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» при поддержке Минобрнауки России (г. Пермь, ПНИПУ, 2015); на Всероссийской научно-практической конференции в рамках научной сессии ученых АГНИ «Нефтегазовый комплекс: образование, наука и производство (г. Альметьевск, АГНИ, 2016); на молодежной научно-практической конференции ТатНИПИнефть «МНПК-2016» (г. Бугульма, ТатНИПИнефть, 2016); на Международной научно-практической конференции «Инновации в разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений» в рамках Татарстанского Нефтегазохимического Форума и XXIII Международной специализированной выставки «Нефть, газ. Нефтехимия» (г. Казань, 2016); на молодежной научно-практической конференции ТатНИПИнефть «МНПК-2017» (г. Бугульма, ТатНИПИнефть, 2017).

Публикации

По теме диссертации опубликовано 13 работ, в том числе 3 статьи – в ведущих рецензируемых научных изданиях.

Структура и объем диссертационной работы

Диссертационная работа состоит из введения, 4 глав, заключения, списка литературы, включающего 134 наименований. Материал диссертации изложен на 126 страницах машинописного текста, включает 20 таблиц, 41 рисунков, 48 формул.

Благодарности

Автор выражает благодарность научному руководителю, доктору технических наук, доценту Р.Х. Низаеву, чья помощь и поддержка во многом предопределили ход выполнения данной работы.

За консультации и предоставление необходимой информации для исследований автор выражает благодарность А.А. Гибадуллину, К.М. Мусину, В.А. Иктисанову.

За полезные советы и содействие в выполнении работы автор выражает признательность преподавателям кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных

и газовых месторождений» Альметьевского государственного нефтяного института.

ГЛАВА 1. СТЕПЕНЬ ИЗУЧЕННОСТИ ПРОБЛЕМЫ И АНАЛИЗ ИССЛЕДОВАНИЯ РЕОЛОГИЧЕСКОГО ПОВЕДЕНИЯ НЕФТИ БОБРИКОВСКОГО ГОРИЗОНТА МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТАТАРСТАНА

На сегодняшний день проектная нефтеотдача является важным компонентом государственной системы управления рациональным использованием запасов нефти [1]. Основной принцип рациональной разработки месторождений был положен в основу этой системы, который весьма удачно сформулирован в учебном пособии Ю.П. Желтова [2]: «Разработка каждого нефтяного месторождения должна осуществляться таким образом, чтобы при заданном объеме материальных и трудовых ресурсов была получена максимальная добыча нефти по стране в целом при возможно полном извлечении из недр всех полезных ископаемых и соблюдении мер по охране окружающей среды».

Основой развития нефтяной промышленности является обеспеченность ее сырьевой базой [3]. В это понятие вкладывается как прирост запасов за счет геолого-разведочных работ, так и увеличение КИН [4].

КИН является одной из самых важных величин, характеризующий разработку нефтяных и газовых месторождений.

КИН в упрощенном виде состоит из двух составляющих в уравнении и определяется как произведение коэффициента вытеснения и коэффициента охвата [5]:

$$КИН = К_{выт} \cdot К_{охв}. \qquad (1.1)$$

Для возможности оперативного анализа, прогнозирования разработки месторождений, мониторинга его эксплуатации и, как следствие, использования расчетов на основе данной формулы по выявлению эффективности мероприятий, в том числе для увеличения КИН, по решению центрального комитета по разработке Роснедра с 2000 г. все проектные документы должны сопровождаться построением геологических и гидродинамических 3 D моделей. На сегодняшний день

программное обеспечение для геолого-технологического моделирования применяется не только для защиты проектных документов, но и для оперативного управления разработкой месторождения [6-10]. В работах [11-22] описываются методы и подходы адаптации моделей в симуляторах и оценивается возможность их применения [23-25].

В основе имеющихся гидродинамических симуляторов заложена формула:

$$\text{КИН} = \frac{\text{Qдоб}}{\text{Qзап}}, \qquad (1.2)$$

где $Q_{доб}$ – накопленная масса добытой нефти на момент t или на конец разработки месторождения;

$Q_{зап}$ – балансовые запасы нефти также в массовом исчислении.

Несмотря на иную формулировку выражения КИН в математических моделях, формула (1.1) не утратила свою значимость, изменилась лишь её роль. По данной формуле наряду с формулой (1.2) определяют возможные упущения в проекте разработки, которые привели к более низкому КИН относительно его максимально возможного значения.

На сегодняшний день некоторые ученые предлагают несколько иную формулу нахождения КИН с учетом каждого этапа разработки или применения какой-либо технологии [26]:

$$\text{КИН} = \text{КИН}_{\text{естествен. режима}} + К_{выт1} \cdot К_{охв1} + К_{выт2} \cdot К_{охв2} + \ldots + К_{выт\,N} \cdot К_{охвN}, \qquad (1.3)$$

где 1, 2, …, N соответствуют значениям, свойственным для каждого метода увеличения нефтеотдачи.

Поскольку при составлении проектных документов до сих пор для вычисления прогнозных КИН применяют формулу Крылова, в дальнейшем будем ссылаться на данную зависимость (1.1).

На величину КИН можно воздействовать через составляющий $К_{охв}$, который напрямую связан с ПСС, тогда как $К_{выт}$ практически не зависит от данного параметра.

Метод уплотнения сетки скважин широко применяется для увеличения коэффициента охвата, и на величину ПСС приходится обращать особое внимание при усложнении строения залежи, чтобы иметь возможность извлекать запасы из зон, не вовлеченных в разработку системой реализованной сетки скважин [27-29].

Понятие ПСС представляет собой отношение площади F (га) месторождения к числу скважин n (ед.):

$$\text{ПСС} = \frac{F}{n}. \qquad (1.4)$$

Некоторые исследователи по-иному вычисляют ПСС [30-31], подставляя вместо n количество либо только добывающих, либо эксплуатационных скважин. Отношение площади к числу эксплуатационных скважин более строго определяет сущность ПСС [32].

Несмотря на значительный объём исследований, направленных на выявление оптимальной зависимости КИН от ПСС, для нефти, проявляющей СМС, этот вопрос является до сих пор не изученным в полной мере. Имеющиеся результаты исследований раскрывают лишь небольшую часть вопроса разработки месторождений нефти с неньютоновскими свойствами, а конкретных зависимостей и формул для определения зависимости влияния ПСС на КИН с учетом ГДДС нефти и соотношения подвижности нефти с неразрушенной структурой к подвижности нефти с разрушенной структурой практически нет.

1.1. Обзор и анализ работ по изучению влияния плотности сетки скважин на нефтеизвлечение

Изучению влияния ПСС на КИН посвящены работы многих исследователей. Влияние ПСС на технологические показатели разработки по характеристикам вытеснения может определяться методиками статистического [32] или регрессионного анализов [34-36]. При первом варианте результаты можно

использовать только при схожих геолого-промысловых данных исследуемых месторождений, иначе влияние ПСС «затушевывается», а при применении методики регрессионного анализа необходима значительная история разработки, чтобы выявить зависимость ПСС – КИН. Имеются исследования, в которых одна залежь делилась на несколько блоков, и на каждой из них пробуривалась соответствующая сетка скважин для выявления наиболее оптимального варианта разработки [37]. Все статистические модели созданы на базе данных разработки нефтяных месторождений со сравнительно благоприятными геолого-физическими характеристиками, в частности с невысокой прерывистостью продуктивного пласта. По мере увеличения залежей с трудноизвлекаемыми запасами нефти возможность использования зависимостей на основе статистических моделей для прогноза КИН становится более затруднительной.

Большинство работ, посвященных выявлению оптимальной ПСС, основывалось на методике статистического анализа, которая позволяет выявить пути оптимизации конкретного месторождения исходя из опыта разработки месторождения-аналога. Из работ, основанных на методике регрессионного анализа нужно отметить опыты на Бавлинском месторождении, которые начались в 1958 г. Для доказательства целесообразности разрежения сетки с 20 до 40 га/скв авторами Генсхемы и их сторонниками проведен опыт, в соответствии с которыми половина фонда добывающих скважин была остановлена. В ходе данного эксперимента на начальном этапе удавалось поддерживать добычу без снижения, однако потом выяснилось, что это обеспечивалось за счет увеличения перепада давления на линии нагнетания и сброса излишнего давления на буфере добывающих скважин. В результате была доказана эффективность увеличения перепада давления, а не разрежения сетки, как утверждали авторы данного эксперимента, исходя из своей ошибочной методики экономической оценки вариантов разработки. Предполагается, что в варианте без остановки скважин при повышении перепада давления добыча нефти была бы существенно больше. Об

этом было написано в экономическом разделе отчета по эксперименту, однако этот раздел был вычеркнут из отчета без всякого обсуждения, а опыт продолжен с большой потерей в добыче дешевой нефти в течение 30 лет [38]. Исходя из этого нужно подчеркнуть, что при проведении экспериментов должны соблюдаться адекватные условия и входные параметры, которые не должны перечеркивать результаты экспериментов только потому, что на конечный результат оказали влияние несколько параметров вместо одного и невозможно определить воздействие каждого.

Исследованиями в области влияния ПСС на показатели разработки занимались такие ученые, как Р.Г. Абдулмазитов, И.М. Бакиров, Г.Г. Вахитов, В.Е. Гавура, В.К. Гомзиков, Р.Н. Дияшев, С.Н. Закиров, А.Т. Зарипов, С.В. Кожакин, А.П. Крылов, Н.П. Лебединец, Н.А. Молотова, Р.Х. Муслимов, Р.Г. Рамазанов, Б.Ф. Сазонов, М.Л. Сургучев, Э.Н. Халабуда, М.Х. Хуснуллин, А.Х. Шахвердиев, В.Н. Щелкачев и др.

На основе статистических исследований С.В. Кожакина [39] и В.К. Гомзикова [40] обобщенная зависимость КИН от ПСС в работе Крылова [41] приведена в виде:

$$\text{КИН} = \text{А} - \alpha \cdot S, \qquad (1.5)$$

где А – комплекс слагаемых, зависящий от условий залеганий нефти;

α – коэффициент пропорциональности, характеризующий уменьшение КИН при разрежении ПСС, зависит от коллекторских свойств пласта и насыщающих его жидкостей, ед.;

S – ПСС, определяемая как отношение площади начальной нефтеносности к пробуренному и введенному в работу фонду добывающих и нагнетательных скважин, га/скв.

В.Н. Мартос и др. в 1982 г. на основе проведенного статистического анализа связи КИН с ПСС [42] получили уравнение регрессии в виде формулы:

$$\text{КИН} = \text{a} - b \cdot S + c \cdot S^2, \qquad (1.6)$$

где a, b, c – некоторые коэффициенты в виде констант, подбираемые для каждого месторождения.

Формулы (1.5) и (1.6) не были универсальными и их недостатки проявлялись в том, что в области редких и плотных сеток скважин они приводили к результатам, не имеющим физического смысла [43].

В.Д. Лысенко, Э.Д. Мухарский [44] впервые предложили зависимость (позднее другие авторы ее подтвердили [45]), позволяющую учитывать влияние ПСС на нефтеизвлечение:

$$\text{КИН} = \text{A} \cdot \text{e}^{-\alpha \cdot S}. \qquad (1.7)$$

На основе статистического анализа разработки опытных участков по карбонатным отложениям получена зависимость вида [46]:

$$\text{КИН} = \text{A} \cdot \exp(-\alpha \cdot S^{1,5}). \qquad (1.8)$$

Также имеются работы, где зависимости представлены со значением S и в других степенях, которые обобщены в работе [47] в виде:

$$\text{КИН} = \text{A} \cdot \exp(-\alpha \cdot S^{n}). \qquad (1.9)$$

Степенной коэффициент n, который принимает различные значения у разных авторов, И.М. Бакиров в работе [47] исследовал с целью выявления зависимости, наиболее точно описывающей фактические данные относительно ПСС и КИН. Им была исследована корреляция КИН от ПСС по 23 месторождениям для продуктивных отложений бобриковского горизонта Ромашкинского месторождения, на которых был применен метод группирования объектов по одинаковым геолого-физическим характеристикам и большим диапазонам изменения исследуемых параметров. В результате исследований по установлению значения коэффициента α в формуле (1.9) получено следующее уравнение регрессии:

$$\alpha = 2{,}675 + 0{,}255 \cdot V_{\text{р}}^2 - 0{,}0272 \cdot \frac{k}{\mu}, \qquad (1.10)$$

где $V_{\text{р}}^2$ – квадрат коэффициента вариации расчетной неоднородности, ед.;

$\frac{k}{\mu}$ – подвижность нефти, мкм^2/мПа·с.

Было также выявлено, что корреляционное отношение или теснота связи по всем приведенным фактическим данным увеличивается при их описании зависимостью вида:

$$\text{КИН} = A \cdot \exp[-(\alpha \cdot S + \beta \cdot S^2)], \qquad (1.11)$$

где β – коэффициент пропорциональности, зависящий от коллекторских свойств пласта и насыщающих его жидкостей, ед.

В своей работе [48] Р.Г. Рамазанов приводит зависимость:

$$\text{КИН} = \text{A} \cdot \text{e}^{-\text{B} \cdot S^{1,5}}, \qquad (1.12)$$

аналогичную зависимости (1.8), и раскрывает физический смысл коэффициентов А и В таким образом: параметр «А» показывает, с какой полнотой вытесняется нефть из охваченного дренированием объёма месторождения, параметр «В» в интегральном виде характеризует не охваченные процессом вытеснения участки месторождения. Изменение траекторий движения фильтрационных потоков позволяет выявить характеристику месторождения, которая интегрально оценивается коэффициентами А и В, характеризующими две стороны физического процесса вытеснения нефти водой и реального движения жидкости в системе скважин.

Также В.Н. Мартос и В.С. Куренко в отчете по результатам исследований [49] представляют более совершенную модификацию зависимости (1.7):

$$\text{КИН} = \text{A} \cdot \text{e}^{-\left(\frac{\text{a} \cdot K_{\text{р}}}{K_n} + \frac{bS}{\sqrt{G+c}}\right)}, \qquad (1.13)$$

где a, b, c – эмпирические константы;

А – коэффициент вытеснения, доли ед.;

$К_р$ – коэффициент расчлененности, доли ед.;

$К_п$ – коэффициент песчанистости, доли ед.;

G – гидропроводность, мкм^2·м/мПа·с.

При разработке месторождений не всегда удается достигать запланированной проектной ПСС. По истечении времени некоторые скважины выбывают из эксплуатации по различным причинам. При хаотическом разрежении сеток скважин иногда возникает высокая геометрическая неравномерность вытеснения нефти водой, которая даже может превосходить естественную неоднородность пластов по проницаемости. Искусственно созданная человеком неоднородность фильтрационных скоростей нефти может превышать высокую естественную неоднородность проницаемостей и, соответственно, скоростей фильтрации [50]. Поэтому на практике часто бывает, что чем быстрее достигается проектная ПСС, тем больше нефти можно добыть.

Исходя из этого при проведении расчетов на гидродинамическом симуляторе на однородной модели, результаты которых приведены в последующих главах, все скважины включаются одновременно [51-54].

В работе [33] указывается на тот факт, что число скважин за весь период эксплуатации месторождения меняется от минимального в начале разработки до максимального, и потом начинает снижаться к четвертой стадии разработки. Как следствие, для определения необходимого числа скважин за весь период разработки требуется зависимость, характеризующая фактическую динамику фонда скважин, а не единичное значение ПСС [55]. Исходя из данной концепции принятие единичного значения ПСС на весь период разработки представляется достаточно формальным и необоснованным решением, предлагается при учете влияния ПСС на КИН учитывать только работающие скважины пропорционально отработанному времени.

Н.П. Лебединец в своих исследованиях [56-57] анализирует необходимость использования параметра ПСС в объемном измерении, то есть находить его как

отношение объема залежи, приходящегося на одну скважину. Он приходит к выводу, что применительно к одним и тем же объектам, например, при вариантном исследовании технологических систем разработки, можно использовать параметры сетки скважин как в площадном, так и в объемном измерениях вследствие их одинаковой зависимости от числа скважин по рассматриваемым вариантам. А если рассматриваются самостоятельные объекты разработки, которые существенно различаются по типу залежей, то весьма обоснованно использование более содержательного параметра ПСС в объемном измерении независимо от того, принадлежат эти объекты одному или разным месторождениям.

Б.Ф. Сазонов в своей работе [31] также указывает на тот факт, что показатель ПСС является чисто геометрическим параметром и что в процессе разработки реальная ПСС, которая определяет эффективность дренирования залежи, меняется из-за непостоянства количества добывающих и нагнетательных скважин, а также площади залежи. В его трудах предлагается использовать показатель средних удельных запасов нефти на одну скважину, которая, в свою очередь, легко определяется и линейно связывается с ПСС для оценки динамики ПСС в процессе разработки нефтяной залежи. Он также подчеркивает, что нет установленных зависимостей результатов разработки нефтяных залежей от средних удельных запасов, при которых извлекалась бы большая часть запасов. В связи с тем, что нагнетательные скважины не дренируют залежь, но в значительной степени влияют на местоположение нейтральных линий тока, которые являются границами зон дренирования, автор утверждает, что учет их при определении ПСС необходим.

В работах [58-60] рассмотрены соотношения числа горизонтальных скважин и вертикальных скважин при определении ПСС.

В известной монографии М.М. Ивановой [61] на основе изучения опыта разработки большого количества нефтяных залежей месторождений России даны следующие рекомендации по выбору ПСС:

1. При соотношении вязкости нефти и воды около 1 и монолитном

строении пластов влияние ПСС незначительно, залежи с такой характеристикой могут разрабатываться при наиболее редких сетках – до 40-50 га/скв, с бурением сверх основной сетки лишь небольшого количества скважин на участках стягивания контуров нефтеносности.

2. По залежам с соотношением вязкости нефти и воды до 3-4 и большой неоднородностью пластов довольно высокая нефтеотдача может обеспечиваться при ПСС 20-30 га/скв, распространяемых и на водонефтяные зоны, с бурением в последующем скважин резервного фонда для уплотнения сетки в местах наиболее сложного строения залежей.

3. По залежам высоковязкой нефти, где соотношение значений вязкости нефти и воды колеблется в пределах от 4 до 50, нефтеотдача, приближающаяся к проектной среднеотраслевой, может быть достигнута лишь при их разбуривании с ПСС порядка 6-12 га/скв.

Таким образом, главными факторами при выборе ПСС являются соотношение значений вязкости нефти и воды и неоднородность продуктивного пласта. В настоящее время установлено, что главным фактором неоднородности, определяющим выбор ПСС, является прерывистость продуктивного пласта, которая определяет тип строения продуктивного пласта и степень гидродинамической связи в объеме нефтяной залежи [62-63].

1.2. Обзор и анализ работ по изучению влияния неньютоновских свойств нефти на разработку нефтяных месторождений

В процессе разработки нефтяных месторождений в продуктивных пластах иногда образуются области неподвижной нефти. Одной из причин их формирования является отклонение от закона Дарси при малых скоростях фильтрации нефти из-за превышения сил межфазного взаимодействия над силами вязкого трения. Существование ГДДС было установлено в ходе экспериментов

даже для воды [64]. Влияние данного фактора может значительно повлиять на КИН.

Исследованию пределов применимости закона Дарси посвящено большое количество работ зарубежных и отечественных специалистов. Выделяют верхнюю и нижнюю границы применимости закона Дарси:

1) верхняя граница обусловлена проявлением инерционных сил при высоких скоростях фильтрации [65].

2) нижняя граница определяется проявлением неньютоновских реологических свойств нефти и ее взаимодействием в пористой среде с твердым скелетом породы при достаточно низких скоростях фильтрации [66-71].

В большинстве случаев скорости фильтрации имеют очень незначительную величину. Случаи нарушения закона Дарси вследствие высоких скоростей крайне редки, и поэтому они в данной работе рассматриваться не будут.

1.2.1. Особенности фильтрации аномально вязкой нефти с предельным градиентом динамического давления сдвига

И. Ньютон еще в конце XVII века экспериментально выявил, что любой жидкости свойственна вязкость, то есть внутреннее трение. Вязкость приводит к возникновению сил трения между движущимися с различными скоростями слоями жидкости, а также между жидкостью и омываемым ею телом. Им же было установлено, что сила трения пропорциональна коэффициенту вязкости жидкости и градиенту (перепаду) скорости потока в направлении, перпендикулярном направлению его движения. Жидкости, подчиняющиеся этому закону, называют ньютоновскими. У неньютоновских жидкостей зависимость между силой вязкого трения и скоростью жидкости имеет более сложный характер и вязкость зависит от градиента скорости [72-73]. Градиент скорости сдвига есть отношение разности скоростей перемещения соседних слоев жидкости к расстоянию между ними и

имеет размерность $с^{-1}$. Такие жидкости также принято называть аномальными жидкостями, и они сильно неоднородны, состоят из крупных молекул, образующих сложные пространственные структуры.

Расчет КИН по уравнению регрессии В.Н. Щелкачева не учитывает темпы разработки, которые предопределяют перепады давления между забоями нагнетательных и добывающих скважин. Таким образом, данная зависимость не может быть использована для нефти с выраженными СМС, вязкость которой зависит от приложенного к ней усилия.

Согласно литературе [72-75], ГДДС принимает значения от 0 до 0,016 МПа/м в терригенных коллекторах, а в карбонатных – от 0 до 8 МПа/м. Геолого-промысловые исследования разработки месторождений нефти показывают, что неньютоновские свойства нефти влияет на технологические показатели разработки. Для увеличения добычи нефти при разрежении сетки скважин требуется увеличение перепада давления. При этом необходимо, чтобы в пласте не разрушалась целостность цементного камня и не образовывались языки обводнения.

В работе [76] показано влияние ГДДС на добывные возможности скважин. Также рассмотрено влияние ГДДС на показатели разработки, в том числе и КИН. Но данные эксперименты в работе проводились в моделях, которые не учитывают реальную неоднородность: модель состоит из двух гидродинамически несвязанных пластов, проницаемость по которым одинакова и по вертикали, и по горизонтали. Оценка влияния неоднородности, в частности на КИН, приведена в работе А.В. Тимонова и соавторов [77].

Изучением высоковязкой нефти и нефти с неньютоновскими свойствами занимались такие ученые, как Р.Г. Абдулмазитов, М.И. Амерханов, А.В. Аржиловский, И.М. Бакиров, Г.И. Баренблатт, К.С. Басниев, А.В. Берлин, А.В. Гиматудинов, В.В. Девликамов, Р.Н. Дияшев, Ю.П. Желтов, И.С. Закиров, С.Н. Закиров, А.Т. Зарипов, А.М. Зиновьев, А.Б. Золотухин, Р.Р. Ибатуллин,

А.П. Крылов, Н.П. Лебединец, В.Д. Лысенко, И.Э. Мандрик, И.Л. Мархасин, А.Х. Мирзаджанзаде, Р.Х. Муслимов, А.И. Никифоров, В.Н. Панков, В.В. Плынин, Р.Г. Рамазанов, Б.Ф. Сазонов, Р.С. Хисамов, Н.И. Хисамутдинов, А.Х. Шахвердиев, В.Н. Щелкачев, G. Schramm, M.R. Slawomirski, W.L. Wilkinson и многие другие. Особо следует отметить А.Х. Мирзаджанзаде, который установил наличие вязкоупругих свойств у целого ряда нефти и создал теоретические и практические основы её добычи. Им проведены важные исследования по проблемам разработки нефтяных месторождений с проявлением начального ГДДС. Ряд экспериментов показал, что величина начального ГДДС связана не только с «собственными реологическими свойствами нефти, но и с тем, как она взаимодействует с пористой средой». Таким образом, в породах с повышенным содержанием остаточной воды проявление начального ГДДС объясняется существованием в порах барьеров и может быть обнаружено даже при фильтрации газа. Данное открытие имеет фундаментальное значение при решении вопроса увеличения полноты отбора газа из месторождений. На основе обработки статистических данных многолетней эксплуатации нефтяных месторождений Азербайджана установлено, что КИН по месторождениям аномальной нефти в среднем имеет величину в два раза меньше по сравнению с другими аналогичными месторождениями, нефть которых может рассматриваться как ньютоновская [78].

Во время движения неньютоновской нефти в поровом пространстве процесс фильтрации нефти сопровождается десорбцией и адсорбцией смолистоасфальтеновых веществ на поверхности каналов фильтрации [79]. Образующиеся надмолекулярные структуры состоят из асфальтеновых ассоциатов, твердых парафинов и микрочастиц породы [80-81]. В результате взаимодействия пластовой нефти с поверхностью каналов фильтрации поверхностно-активные компоненты образуют устойчивые структуры, для разрушения которых требуется воздействие определенного перепада давления. Проявление неньютоновских

свойств пластовой нефти усиливается в слабопроницаемых коллекторах, где преобладают тонкие каналы фильтрации [75].

1.2.2. Законы фильтрации аномально вязкой нефти с предельным градиентом динамического давления сдвига

Как уже известно, зависимость между напряжением сдвига τ и скоростью деформации υ является основным признаком неньютоновского характера нефти, который можно описать моделью Бингама – Шведова:

$$\tau = \tau_0 + \mu \frac{d\vartheta}{dt}, \qquad (1.14)$$

где τ_0 – предельное динамическое напряжение сдвига (ПДНС), Па;
μ – вязкость нефти, Па·с.

ПДНС характеризует прочность структуры, которую необходимо разрушить для обеспечения течения нефти. ПДНС прямо пропорционально содержанию асфальтенов и обратно пропорционально содержанию смол, выполняющих роль стабилизаторов [82].

Для изотропных сред условие начала течения не зависит от направления, в котором приложен вектор градиента давления. Если же среда анизотропная, то условие начала течения, очевидно, может зависеть от направления приложенного градиента давления. Были проведены исследования законов фильтрации с предельным ГДДС в анизотропных средах, где показано, что фильтрационные течения с предельным ГДДС в анизотропных средах характеризуются двумя материальными тензорами: тензором коэффициентов проницаемости (фильтрационных сопротивлений) и тензором предельных градиентов. В работе [83] уравнение фильтрационных течений с предельным ГДДС записано относительно вектора скорости фильтрации в виде:

$$\omega_i = -\frac{k_{ij}}{\mu}\left(\delta_{ji} - \frac{\gamma_{ji}}{|\nabla \mathrm{p}|}\right)\nabla_i p\ , \qquad (1.15)$$

где ω_i – компоненты вектора скорости фильтрации, м/с;

k_{ij} и γ_{ji} – компоненты тензоров коэффициентов проницаемости и предельных (начальных) градиентов соответственно, Па;

δ_{ji} – дельта Кронекера, ед.;

∇_{ip} – компоненты вектора градиента давления, Па/м;

$|\nabla p|$ – модуль вектора градиента давления, Па/м.

В уравнении под повторяющимися латинскими индексами подразумевается суммирование. Изучен комплекс лабораторных измерений по определению тензоров коэффициентов проницаемостей и предельных ГДДС для всех типов анизотропных сред. Показано, что тензоры коэффициентов проницаемостей и предельных ГДДС соосны, и определены условия начала течения. В ходе работы было выявлено, что законы фильтрации для неньютоновских сред с моноклинной и триклинной симметрией фильтрационных свойств могут быть выписаны в главных осях тензоров, и в таком случае законы фильтрации будут иметь вид, аналогичный закону фильтрации для ортотропных пористых сред, и сведутся к одно-, двух- и трехмерным уравнениям движения с соответствующими условиями начала течения. Исследование течения неньютоновской нефти в плоском канале на основе уравнения Навье-Стокса с классическим тензором вязких напряжений приведено в работе В.Г. Приданова и В.И. Хоничева [84]. Решение задач о течении неньютоновской нефти в цилиндрическом канале представлено в работах [85-89].

Как законы фильтрации отличаются в изотропных и анизотропных средах, так же они могут отличаться в пласте и в зависимости от типа коллектора. Карбонатные породы существенно отличаются от терригенных не только характером смачивания поверхности каналов фильтрации, но и строением пространства. При одинаковых фильтрационно-емкостных свойствах размеры каналов фильтрации в карбонатных коллекторах больше, чем в терригенных в среднем в 1,2-1,6 раза [90]. Это дает основание полагать, что при одинаковом смачивании поверхности начальный ГДДС в карбонатных породах должен быть

меньше, чем в терригенных. Однако карбонатные породы обладают более сложной структурой каналов фильтрации, характеризующихся, как правило, наличием нескольких пиков на кривых распределения плотности вероятности каналов по размерам [81]. Это дает основания полагать, что нужно разделять терригенные и карбонатные коллекторы и группировать исследования по типу коллекторов. Ш.А. Гафаров [91] в своей работе приходит к выводу, что, несмотря на примерно одинаковую пористость и абсолютную проницаемость карбонатного и песчаного образцов, характер фильтрации в них аномально вязкой нефти заметно отличается. Так, например, подвижность нефти с практически неразрушенной структурой при фильтрации в карбонатах в 1,95…3,87 раза меньше, чем при фильтрации в песчаной породе. Аналогично и ГДДС для карбонатной среды выше, чем для песчаной, при фильтрации в них одной и той же нефти.

Повышение температуры нефти приводит к увеличению подвижности как с предельно разрушенной, так и с практически неразрушенной структурами. При этом в песчаном образце темп роста подвижности выше, чем в карбонатном. Изучением изменения температуры при заводнении и влияния температуры на подвижность нефти занимался М.М. Мусин. В своих трудах он ссылается на работы М.Г. Бернардинера [92] и М.Г. Алишаева [93].

Проведенные группой ученых исследования показывают, что в карбонатных коллекторах можно выделить четыре характерных области с различными условиями фильтрации при анализе динамики коэффициента подвижности при увеличении перепада давления.

На первой стадии коэффициент подвижности увеличивается, что связано с разрушением внутренней надмолекулярной структуры нефти. Потом коэффициент подвижности стабилизируется после полного разрушения надмолекулярных структур и вовлечения в процесс фильтрации наиболее крупных каналов. Затем следует область, где коэффициент подвижности снижается, что вызвано усложнением структуры микропотоков в местах соединения крупных пор, которое

при повышении скорости фильтрации приводит к возникновению завихрений и, возможно, обратных потоков. Следующим этапом следует увеличение коэффициента подвижности и его окончательная стабилизация, которая связана с формированием установившегося течения нефти по всем каналам фильтрации, где она может двигаться при установленном градиенте давления.

Классический стационарный плоскорадиальный приток нелинейно вязкопластической нефти к забоям вертикальной добывающей скважины описывается уравнением, предложенным специалистами Уфимского государственного нефтяного университета [94]:

$$Q = \frac{2\pi \cdot k \cdot h \cdot (P_k - P_c)}{\mu_m \cdot ln\frac{r_m}{R_c} + \mu_0 \cdot ln\frac{R_k}{r_d} + \frac{\Delta H \cdot \mu_0 + \Delta\mu \cdot H}{\Delta H} \cdot ln\frac{\frac{\Delta\mu}{\Delta H} + \frac{\mu_0}{H}}{\frac{\Delta\mu}{\Delta H} + \frac{\mu_m}{H_m}}}, \qquad (1.16)$$

где $\Delta H = H_m - H$;

$\Delta\mu = \mu_0 - \mu_m$;

H и H_m – критические градиенты динамического давления сдвига и предельного разрушения структуры, Па/м;

μ_m и μ_0 – минимальная и максимальная вязкость нефти, Па·с;

R_c – радиус скважины, м; R_k – радиус действия скважин, м;

P_c – забойное давление в скважине, Па; P_k – пластовое давление, Па;

r_m – радиус зоны влияния скважины, где вязкость минимальная, м;

r_d – радиус зоны влияния скважины, где вязкость варьируется от минимальных до максимальных значений, м;

h – высота залежи, м;

k – проницаемость пласта, м^2.

Таким образом, при проектировании и анализе разработки месторождений аномальной нефти необходимо учитывать особенности проявления СМС. Очевидно, это возможно лишь при наличии данных о реологических характеристиках такой нефти, полученных опытным путем.

Параметр подвижности нефти на первый взгляд достаточно точно может охарактеризовать фильтрацию нефти в поровом пространстве, не учитывает зависимость вязкости нефти от скорости её течения и, соответственно, от перепада давления в этой области порового пространства в пласте. Как показывает практика, перепад давления меняется с течением времени в зависимости от стадии разработки залежей, близости расположения нейтральных линий тока, режима нагнетания, режимов работы как добывающих, так и нагнетательных скважин и многих других факторов.

Проявление неньютоновских свойств нефти в процессе разработки месторождения является одной из причин влияния ПСС на КИН наряду с такими факторами, как прерывистость и неоднородность пластов. Отсутствие учета такого фактора, как предельный ГДДС, при расчетах приведет к тому, что даже при низких перепадах давления нефть будет течь, и любая нефть, находящаяся в гидродинамически связанном пространстве, при условии, что данное пространство дренировано добывающими скважинами, будет извлекаться. И, как видно из формулы Дарси, вопрос будет касаться только темпов разработки: чем больше перепад давления, тем быстрее будет извлекаться флюид, содержащийся в пласте. Проявление эффекта предельного динамического напряжения сдвига (ПДНС) является одной из принципиальных причин формирования остаточных запасов нефти.

На основе сбора, систематизации и обобщения фактов, основанных на эмпирических исследованиях, было выявлено, что на многих месторождениях Волго-Уральского региона пластовая нефть имеет СМС [95]. Данная нефть с повышенным содержанием асфальтено - смолистых и парафиновых веществ при температурах выше температуры насыщения пластовой нефти парафинами и содержании асфальтенов свыше 1% проявляет нелинейно вязко - пластичный характер. Авторы работы [96] утверждают, что, например, для девонских

отложений при проницаемости 1 мкм^2 предельный градиент давления принимает значение G = 40 Па/м.

Влияние СМС пластовой нефти при фильтрации в пласте объясняется тем, что при невысоких скоростях фильтрации вязкость нефти резко возрастает. Такие аномалии могут объясняться образованием пространственной структуры, которая обуславливается наличием высокомолекулярных соединений, таких как парафины, смолы, асфальтены.

Авторы работы [96] также отмечают, что на месторождениях на поздней стадии разработки предельные значения градиента поля давлений, ниже которого пластовая нефть остается неподвижной, могут быть в несколько раз больше начальных. Поэтому пренебрежение таким параметром, как СМС нефти, может привести к существенным ошибкам при разработке месторождений [97].

Существование такого понятия, как нейтральные линии тока, помогает нам представить, что в зависимости от расположения добывающих и нагнетательных скважин появляются участки, на которые данная сетка скважин не влияет, т.к. она находится в «нейтральной» части, где на неё не действует перепад давления. По мере удаления от этих нейтральных зон градиент давления будет равномерно увеличиваться. Но если в пласте находится нефть с неньютоновскими свойствами фильтрации, то по мере удаления от нейтральных линий тока она не сразу начинает двигаться, а только при увеличении перепада давления выше некого критического давления, что является причиной выраженных зон невырабатываемых запасов при принятой сетке скважин.

О зависимости КИН от темпов отбора жидкости говорят данные многочисленных лабораторных опытов [98-103], которые проводились в различных условиях, но неоднозначно интерпретируются исследователями. Часть исследователей считает, что наибольшего КИН можно достичь и при низких темпах разработки, а другие утверждают, что необходимы высокие темпы разработки.

В настоящее время, когда многие месторождения приближаются к завершающей стадии разработки, увеличивается доля трудноизвлекаемых запасов, к которым относится и высоковязкая нефть (ВВН). Месторождения с ВВН рассматриваются в качестве перспективной базы для развития нефтедобывающей отрасли в ближайшие годы. Россия обладает значительными запасами ВВН, которые составляют около 55 % от общих запасов [104]. Как правило, в такой нефти имеются вещества, повышающие прочность структуры пластовой нефти и, игнорирование того факта, что они могут обладать ПДНС, может привести к серьезным погрешностям.

Таким образом, вопрос о влиянии ПСС на КИН остается открытым, так как представленные исследователями зависимости предоставляют лишь удовлетворительные формулы для предыдущих этапов разработки, когда львиную долю запасов составляла легкая и средней плотности нефть, которой, как правило, свойственна незначительная вязкость и фильтрация которой подчиняется закону Дарси. Многолетние дискуссии по сути не дали окончательных ответов по установлению оптимальной ПСС и ее связи с КИН [49, 105-116], и по мере увеличения доли трудноизвлекаемых запасов, имеющих неньютоновские свойства, потребуются новые зависимости, которые могли бы удовлетворительно характеризовать конечный КИН при известной ПСС.

Градиент давления предельного разрушения структуры (ГДПРС) в нефти определяет зону проявления аномальных свойств вязкости нефти при разработке нефтяной залежи. В этих зонах пласта градиенты давления меньше ГДПРС.

Для нахождения застойных зон и зон пласта, в которых проявляются аномальные свойства вязкости нефти, необходимо сопоставить значения H и H_m с фактическими градиентами пластового давления. Значения H и H_m должны быть определены экспериментальным путем или рассчитаны по ПДНС по методике, представленной во второй главе.

Для предотвращения образования «застойных» зон вследствие проявления СМС нефти в процессе разработки необходимо знать характер распределения граничных градиентов давления по площади залежи. Это возможно путем построения карт распределения граничных градиентов давления: карты ГДДС нефти и карты ГДПРС в нефти. Для этого нужно располагать следующими исходными данными:

- содержание в нефти асфальтенов и смол;
- содержание в нефти газовых компонентов (азота, метана, этана);
- температура и давление;
- коэффициент проницаемости пласта (карта проницаемости пласта).

Сущность метода построения указанных карт заключается в нахождении расчетным путем значений граничных градиентов давления в точках, равномерно распределенных по площади залежи, и проведением линейной интерполяции с последующим соединением плавной линией точек с одинаковыми значениями градиентов. Наиболее трудоемкой операцией является нахождение ГДДС и ГДПРС в нефти.

Обзор работ предыдущих лет показывает, что проведено огромное количество исследований по установлению зависимости КИН от ПСС. По данному вопросу были выдвинуты различные теории и предложены зависимости. В данных формулах имеются различные коэффициенты, позволяющие учитывать такие параметры, как подвижность нефти, неоднородность пластов и т.д. Анализ данных работ и современных теорий фильтрации жидкости в пласте показал, что вопрос фильтрации неньютоновской нефти изучен не полностью.

Как известно, нефть отличается по содержанию различных микроэлементов, мехпримесей, асфальтеносмолопарафиновых веществ (АСПВ), газосодержанию и т.д. В зависимости от состава и термобарических условий нефть может иметь различные реологические свойства.

Согласно работе В.Д. Лысенко [117] в расчете КИН перемножением коэффициентов получаем дополнительный коэффициент дренирования для аномальной нефти:

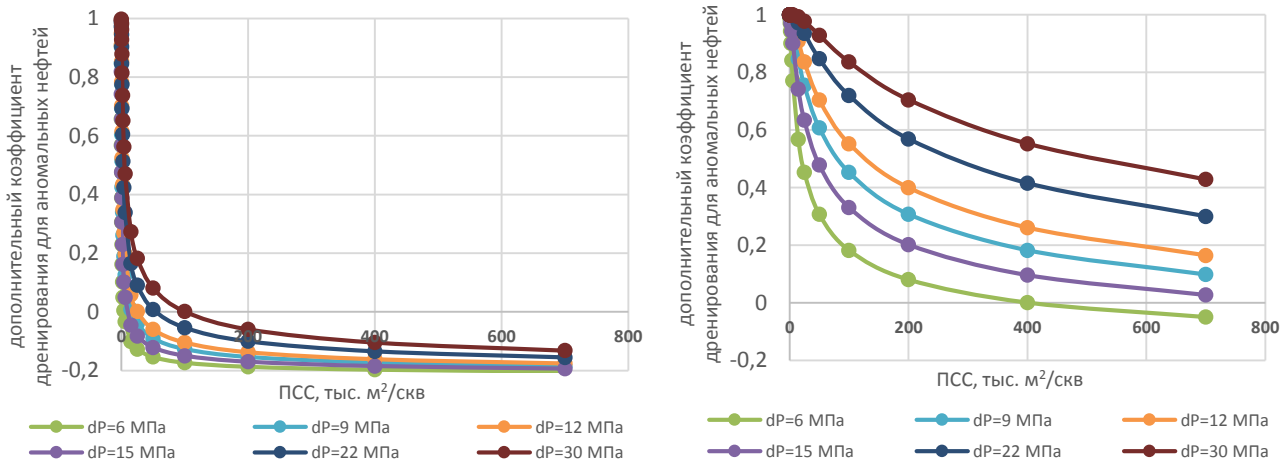
$$K_{1a} = 1 - e^{-\alpha\frac{\Delta P}{\sqrt{S^1}}+\beta}, \qquad (1.17),$$

где ΔP – перепад давления между забоями нагнетательных и эксплуатационных скважин, кг/см^2;

S^1 – площадь на одну скважину, км^2;

для условий месторождений Татарстана, содержащих аномально высоковязкую нефть, постоянные коэффициенты $\alpha = 0{,}0067$ и $\beta = 0{,}2$.

На рисунке 1.1 представлена зависимость коэффициента дренирования K_{1a} от ПСС и перепада давления при различных коэффициентах α.



а) при $\alpha = 0{,}0067$ б) при $\alpha = 0{,}067$

Рисунок 1.1 – Зависимость коэффициента дренирования K_{1a} от ПСС и перепада давления

Как видно из рисунка 1.1, более реалистичен вариант «б», и, скорее всего, в методических рекомендациях была опечатка, поэтому для сравнения с экспериментальными результатами возьмем данный вариант.

Дополнительный коэффициент дренирования в данном уравнении не учитывает тип жидкости, разницу подвижности нефти с разрушенной и

неразрушенной структурой, значения ГДДС. Соответственно, есть необходимость в ином коэффициенте влияния аномальных свойств нефти, который учитывал бы эти значения.

1.3. Некоторые особенности течения реологических жидкостей и их классификация

Г. Шрамм в своей работе [86] для описания разницы реологических свойств между твердыми, жидкими и газообразными телами описывает концепцию, где вводится характеристический фактор времени λ, который для идеально текучих систем приблизительно равен нулю ($\lambda_в=10^{-12}$), а для упругого твердого тела является бесконечной величиной. Отмечается, что низкое соотношение λ/t, называемое «числом Деборы», определяет жидкообразное поведение тела, высокое – твердообразное.

Реологические свойства реальных тел описываются большим количеством и разнообразием реологических моделей. Но к сожалению, они не являются универсальными. Более того, методики их измерения тоже имеют свои недостатки. В связи с этим не существует общепринятой классификации неньютоновских систем. Неоднозначность свойств материалов можно рассмотреть на двух примерах, описываемых с помощью концепции определения числа Деборы.

Знаменитые стеклянные окна Шартрского собора во Франции имеют форму «подтеков», поскольку были сделаны 600 лет назад. То есть изначально оконные стекла имели одинаковую толщину, но за это время под влиянием силы тяжести молекулы стекла «стекли» вниз. Поэтому сейчас толщина верхней части стекла не многим больше толщины бумаги, а нижняя часть толще более чем в два раза. Число Деборы стало малым в результате длительного периода времени t. Таким образом, можем утверждать, что даже твердое стекло, несмотря на высокие значения λ,

можно рассматривать как текучее вещество, если проводить эксперимент достаточно долго.

Если воду подавать из сопла с достаточно большой скоростью, вылетающие капли будут сплющиваться, ударяясь о твердую стенку. После этого они будут упруго отскакивать, и их сферическая форма будет мгновенно восстанавливаться. При таких экстремально быстрых процессах t определяет высокое число Деборы, что означает, что даже вода с ее низкой величиной λ может реагировать на деформацию, как упругое тело.

С целью обобщения знаний о поведении жидкостей учеными было предложено множество классификаций по реологическим свойствам [78, 118-120]. В основном деление происходит следующим образом:

- стационарно реологические жидкости, где касательное напряжение зависит от градиента скорости;

- нестационарно реологические жидкости, где касательное напряжение зависит от градиента скорости и от времени;

- вязкоупругие жидкости, где зависимость между касательным напряжением и градиентом скорости более сложная и включает производные по времени как напряжений, так и градиента скорости.

Стационарно реологические жидкости в свою очередь делятся на:

- ньютоновскую;

- дилатантную;

- псевдопластичную;

- вязкопластичную.

Существует множество реологических моделей, которые упрощенно описывают реальное поведение дисперсных систем в координатах «напряжение – скорость сдвига». К сожалению, на сегодняшний момент ни одна из существующих моделей не удовлетворяет полностью следующим требованиям [121]:

- определение μ_0 и μ_∞ для псевдопластичных и дилатантных, τ_0, η_p для вязкопластичных систем и аппроксимация кривой течения с высокой точностью;

- теоретическое обоснование взаимодействия дисперсных фаз между собой и с дисперсионной средой с позиции физико-химических закономерностей;

- вид зависимости, удобный для использования в гидродинамических расчетах.

При разработке залежей нефти, которой присущи неньютоновские свойства, могут образоваться застойные зоны, уменьшающие нефтеотдачу из-за уменьшения коэффициента охвата пласта. Подбирая режимы работы эксплуатационных и нагнетательных скважин, при которых в пласте градиенты давления будут выше предельных ГДДС, можно достичь более высокого охвата пласта разработкой.

Для получения реологических характеристик неньютоновской нефти, не зависящих от времени, пользуются двумя основными методами [73]:

1. Установление непосредственной связи скорости сдвига и напряжения путем приложения к образцу однородного сдвига в специальном приборе и измерения соответствующего напряжения сдвига. Использующие этот принцип вискозиметры представляют собой ротационные устройства в виде конуса и пластины или соосных цилиндров.

2. Установление зависимости между скоростью сдвига и напряжением косвенным способом – по измерениям расхода нефти и перепада давлений в прямолинейном канале или в вискозиметрах с капиллярной трубкой. Скорость сдвига в таких трубках непостоянна поперек канала и изменяется от нуля на оси трубы до максимума на стенке. Как следствие, результаты измерений и их толкование недостаточно достоверны.

Далее будем считать, что при течении вблизи стенки скольжение отсутствует, хотя и данное допущение не всегда соблюдается для неньютоновской нефти.

В рамках исследования данных параметров, как правило, опыты сводятся к прокачке нефти через образец породы и получению экспериментальной зависимости между объемными расходами нефти и перепадами давления на их концах. Перепады давления меняются в каждом следующем шаге и измеряются при установившихся режимах течения нефти. Опыты проводятся при последовательном увеличении объемного расхода. По полученным данным строится кривая фильтрации – зависимость градиента давления от скорости фильтрации.

Проведение эксперимента заключается в прокачке пластовой нефти при разных расходах и одновременном замере перепадов давления при фильтрации в установившемся режиме. На каждом этапе фильтрация продолжается до установления стационарного режима. Для выхода на режим при низких скоростях подачи нефти требуется несколько суток круглосуточного сменного режима работы. После достижения установившегося режима фильтрации эксперимент продолжается при другой скорости подачи нефти. Скорость подачи нефти и перепад давления на концах образца регистрируется в течение всего эксперимента.

Примеры результатов проведенных экспериментов по определению градиентов давления приведены на рисунке 1.2 [122].

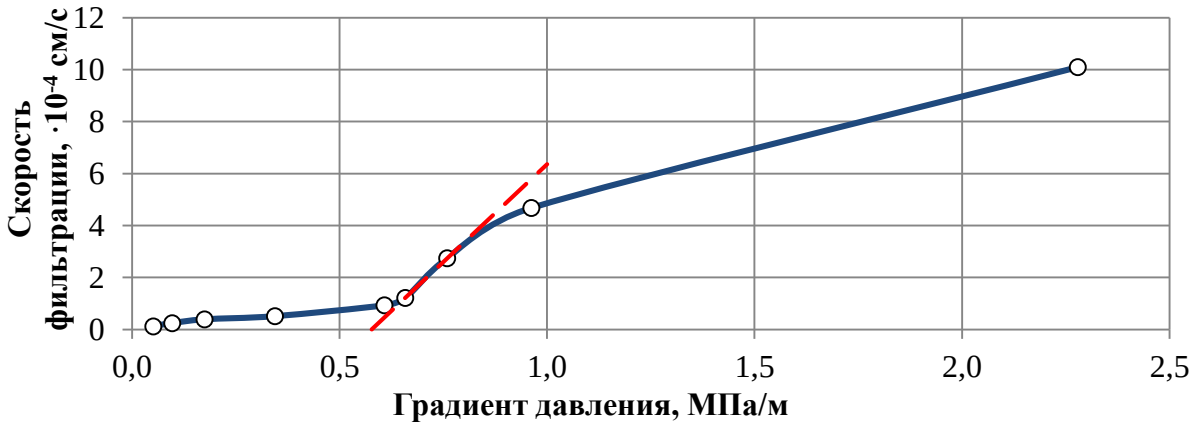


Рисунок 1.2. – Зависимости скорости фильтрации модели пластовой нефти от градиента давления для образца скважины 70а башкирского яруса

На основе графических результатов можно определить ГДДС и ГДПРС, которые, как видно из рисунка 1.2, составляют 0,58 и 0,96 МПа/м соответственно.

Такого рода эксперименты осуществляются для узкого круга задач и не входят в комплекс стандартных исследований свойств нефти. Как правило, на практике результатов такого рода исследований не имеется, а их проведение требует дополнительных затрат.

При исследовании динамической вязкости нефти часто пользуются ротационным вискозиметром, который в очень широком диапазоне напряжений сдвига и скоростей среза снимает кривые вязкости и текучести. Управляемый персональным компьютером ротационный вискозиметр с помощью измерительного двигателя с высокими динамическими характеристиками позволяет проводить ротационные измерения при заданной скорости среза (CR) и/или напряжении сдвига (CS), а также измерять ползучесть.

В данном программном продукте имеется возможность обработать данные по законам текучести. Результатом обработки являются измеренные значения напряжения сдвига, рассчитанные по параметрам закона текучести, абсолютное отклонение измеренных и рассчитанных напряжений сдвига и отклонение в процентах, параметры закона текучести.

Полученные в модулях «наклонная прямая» или «кривая текучести» результаты измерений можно обработать по следующим законам текучести: ньютоновские, неньютоновские вещества без предела текучести, неньютоновские вещества с пределом текучести, которые представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Основные законы текучести

Закон текучести	**Формула**
Ньютоновские вещества	
Ньютон	$\tau = \mu \cdot \gamma$
Неньютоновские вещества	

Оствальд – де Виль	$\tau = k \cdot \gamma^n$
Голуб	$\tau = \eta_\infty \cdot \gamma + \frac{(\mu_0 - \mu_\infty) \cdot \gamma}{e^K \cdot \gamma}$
Кросс	$\tau = \eta_\infty \cdot \gamma + \frac{(\mu_0 - \mu_\infty) \cdot \gamma}{1 + \left(\frac{\gamma}{\gamma_b}\right)^n}$
Карро	$\tau = \eta_\infty \cdot \gamma + \frac{(\mu_0 - \mu_\infty) \cdot \gamma}{\left(1 + \left(\frac{\gamma}{\gamma_b}\right)^2\right)^{\frac{n}{2}}}$
Де Хавен	$\tau = \frac{\mu_0 \cdot \gamma}{1 + \left(\frac{\tau}{\tau_m}\right)^n}$
Райнер – Филипов	$\tau = \mu_\infty \cdot \gamma + \frac{(\mu_0 - \mu_\infty) \cdot \gamma}{1 + \left(\frac{\tau}{\tau_m}\right)^2}$
Метер	$\tau = \mu_\infty \cdot \gamma + \frac{(\mu_0 - \mu_\infty) \cdot \gamma}{1 + \left(\frac{\tau}{\tau_m}\right)^n}$
Неньютоновские вещества с пределом текучести	
Бингем	$\tau = \tau_0 + \eta \cdot \gamma$
Гершель – Балкли	$\tau = \tau_0 + \eta \cdot \gamma^n$
Кассон	$\sqrt{\tau} = \sqrt{\tau_0} + \sqrt{\eta \cdot \gamma}$
Кассон (общий)	$\tau^{\frac{1}{n}} = \tau_0^{\frac{1}{n}} + (\eta \cdot \gamma)^{\frac{1}{n}}$
Чойшнер	$\tau = \tau_0 + \eta_\infty \cdot \gamma + \eta_{str} \cdot \left(\frac{\gamma}{\gamma_r}\right)^{-n} \cdot \gamma$

где k – коэффициент консистенции, $(\text{Па}\cdot\text{с})^{1/n}$;

n – показатель текучести;

μ – динамическая вязкость, Па·с;

μ_0, μ_∞ – начальная и конечная динамическая вязкость, Па·с;

η – пластическая вязкость, Па·с;

η_0, η_∞ – начальная и конечная пластическая вязкость, Па·с;

K – параметр модели, который описывает изменение вязкости от начальной до конечной величины;

γ – скорость сдвига, c^{-1};

γ_b – параметр модели, который соответствует градиенту среза для кажущейся вязкости $\eta_s = (\eta_0 - \eta_\infty)/2$;

τ_m – параметр модели, который соответствует напряжению сдвига для кажущейся вязкости $\eta_s = \frac{\eta_0 - \eta_\infty}{2}$;

η_{str} – составляющая вязкости, связанная со структурными свойствами.

1.4. Анализ реологических особенностей нефти бобриковского горизонта месторождений Татарстана

При обработке результатов исследований программой ротационного вискозиметра рассматривается только часть исследований с установившимся потоком, где он имеет практически линейный характер, и мера определенности при обработке по разным методикам принимает для каждого случая близкие к единице значения. В связи с этим, чтобы более точно выявить законы текучести, которым подчиняется исследуемая нефть, появляется необходимость вручную определять используемые в расчетах коэффициенты.

Для применения в гидродинамических расчетах были проведены исследования по выявлению зависимости скорости фильтрации от градиента давления на основе данных справочника «Реологические свойства нефти и водонефтяных эмульсий на месторождениях Республики Татарстан» коллектива авторов: Ф.Ф. Хамидуллина, И.И. Амерханова, А.А. Гибадуллина. Имеющиеся данные представлены в виде зависимости вязкости от ГДДС. Авторами были проведены аппроксимации данных зависимостей по формулам Бингема, Гершеля –

Балкли и Кассона. Выявлено, что формулы Гершеля – Балкли (1.18) и Кассона (1.19) наиболее точно описывают зависимость вязкости от скорости сдвига.

$$\tau = \tau_0 + \mu \cdot \gamma^n, \qquad (1.18) \qquad \tau^{\frac{1}{n}} = \tau_0^{\frac{1}{n}} + (\eta \cdot \gamma)^{\frac{1}{n}}, \qquad (1.19)$$

где τ_0 – ПДНС, Па;

τ – напряжение сдвига, Па;

μ, η – динамическая и пластическая вязкость нефти, Па · с;

γ – скорость сдвига, $с^{-1}$;

n – эмпирический коэффициент, ед.

Если в формуле Гершеля – Балкли по определению вязкости неньютоновской нефти поделить каждую часть уравнения на скорость сдвига, получим:

$$\mu = \frac{\tau_0}{\gamma} + K \cdot \gamma^{n-1}. \qquad (1.20)$$

Если изначально предположить, что τ_0 не равен нулю, то для нахождения коэффициентов n и $K = \frac{\mu}{\gamma}$ необходимо прологарифмировать выражение (1.20) и решить систему уравнений с несколькими неизвестными:

$$\ln(\mu_1 - \frac{\tau_0}{\varepsilon_1}) = \ln K + (n-1) \cdot \ln \varepsilon_1.$$
$$\ln(\mu_i - \frac{\tau_0}{\varepsilon_i}) = \ln K + (n-1) \cdot \ln \varepsilon_i.$$

Для этого нужно выбрать не менее трех точек на графике зависимости вязкости от скорости сдвига и на их основе определить значения необходимых коэффициентов через систему уравнений.

Так же коэффициенты можно вычислить по формуле Кассона (1.19), преобразовав и подняв обе стороны в степень n:

$$\tau = \left(\tau_0^{\frac{1}{n}} + (\eta \cdot \gamma)^{\frac{1}{n}}\right)^n, \qquad (1.21)$$

выразим вязкость:

$$\mu = \frac{\left(\tau_0^{\frac{1}{n}} + (\eta \cdot \gamma)^{\frac{1}{n}}\right)^n}{\gamma} \qquad (1.22)$$

и соответственно вычислим так же через систему уравнений с тремя неизвестными: τ_0, n, η.

Рассмотрим аппроксимации зависимостей вязкости от скорости сдвига на примере скважины 8401 бобриковского горизонта Камышлинского месторождения, полученные для безводной нефти (таблица 1.2).

Таблица 1.2 – Зависимость вязкости от скорости сдвига и температуры нефти скважины 8401 бобриковского горизонта Камышлинского месторождения

Темпе-ратура, °C	Скорость сдвига, c^{-1}									
	1,76	7,72	14,13	20,64	27,20	33,74	40,36	47,01	53,42	60,00
T, °C	Динамическая вязкость, мПа·с									
1	1560	1190	1200	1200	1190	1190	1180	1170	1150	1140
5	1140	780	799	812	819	825	827	829	828	826
10	999	480	491	500	507	513	516	518	520	521
15	765	309	312	317	322	327	330	332	334	335
20	461	182	176	174	174	174	174	173	172	172
30	310	113	102	100	100	95	95	92	92	92
40	247	66	58	58	56	55	56	53	52	53

Таблица 1.3 – Коэффициенты зависимостей, полученные по двум разным методикам

Методика	T_0, Па	K, ед.	N, ед.	n, ед.	η
Гершеля – Балкли	0,0542	0,1696781	0,996149		
Кассона	0,0782			0,404	0,171883556

На полученные таким образом значения τ_0 делается поправка на основе содержания асфальтенов, смол, температуры по эмпирическим формулам. Поскольку в наших исследованиях пробы были разгазированными, поправка на содержание газов азота, метана, этана является также необходимым пунктом нахождения предельных ГДДС:

$$\tau_{0'} = \tau_0 \left[1 + 0{,}286 \left(\frac{А}{С}\right)^{0{,}9} (1{,}1Г_А + 0{,}8Г_м + 0{,}7Г_э)\right]. \quad (1.23)$$

Также применяется формула перевода данных на другие температурные показатели через формулу:

$$\tau_{0''} = \tau_{0'}\left(\frac{24}{t} - 0{,}04\right). \qquad (1.24)$$

На рисунке 1.3 представлено распределение параметра вязкости от скорости сдвига для нефти скважины 9506 бобриковского горизонта Южно-Нурлатского месторождения, где можно оценить, насколько сильно отличаются значения вязкости по экспериментальным данным (табличные значения вязкости) и значения, рассчитанные по формуле Гершеля – Балкли. На рисунке 1.4 представлена степень аппроксимации рассчитанных значений с экспериментальными значениями, из которого видно, что аппроксимация достаточно высокая: R^2 = 0,856 доли ед. На рисунках 1.5 и 1.6 представлено аналогичное распределение и степень аппроксимации с более точным приближением, рассчитанная по формуле Кассона.

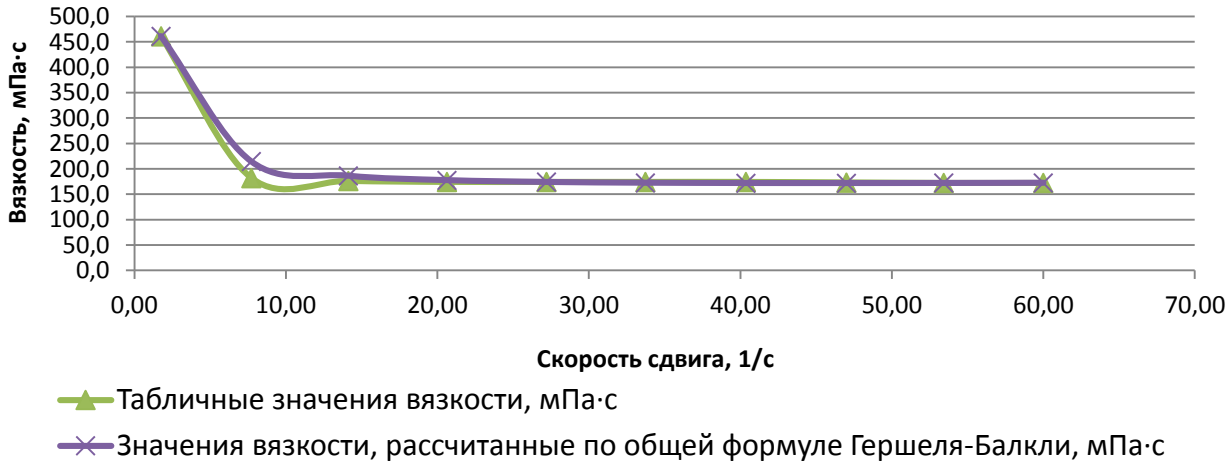


Рисунок 1.3 – Распределение параметра вязкости в зависимости от скорости сдвига

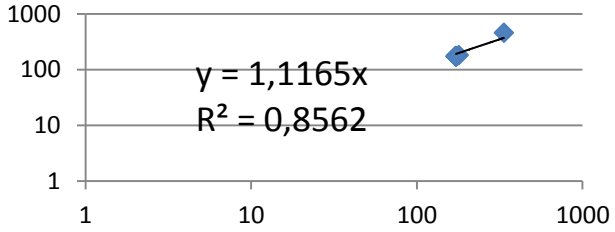


Рисунок 1.4 – Степень аппроксимации кривой по формуле Гершеля –Балкли

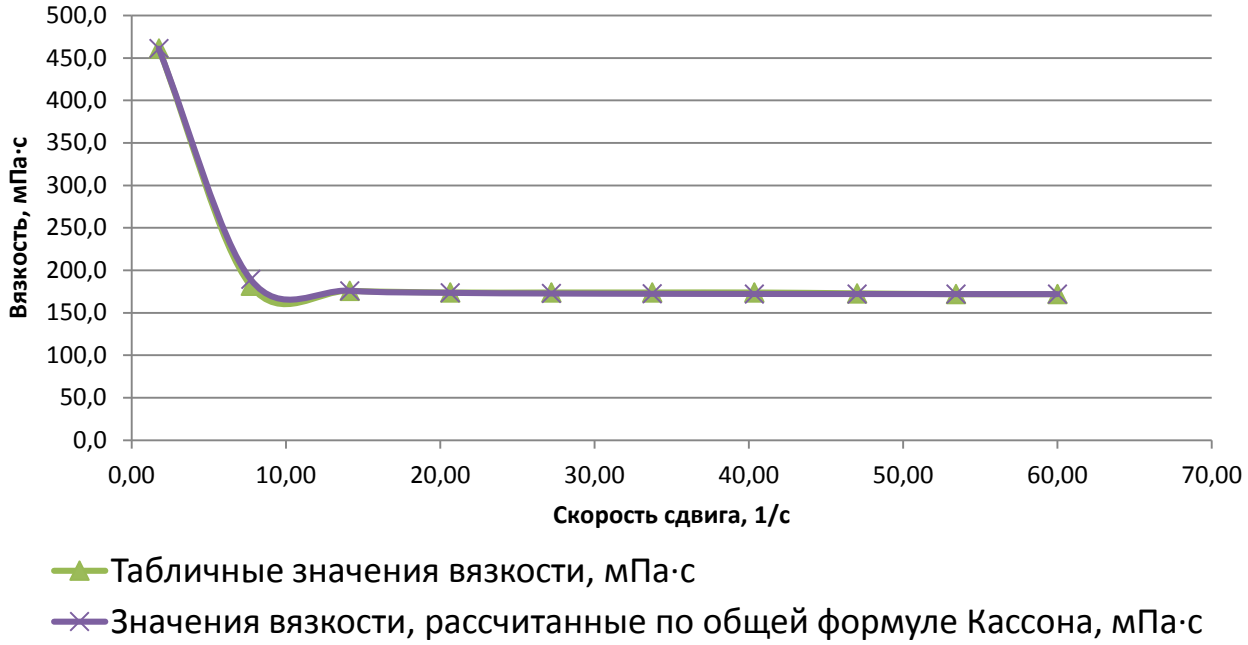


Рисунок 1.5 – Распределение параметра вязкости в зависимости от скорости сдвига. Табличные и расчетные значения по формуле Кассона

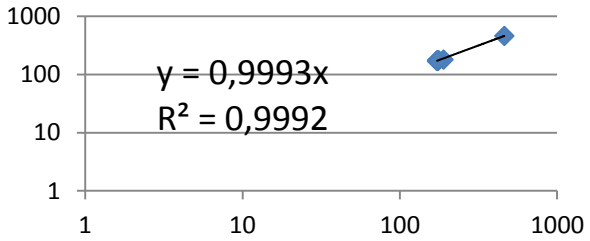


Рисунок 1.6 – Степень аппроксимации кривой по формуле Кассона

По рисункам 1.3 - 1.6 видно, что приближение по формуле Кассона дает более точный результат для нефти скважины 9506 бобриковского горизонта Южно-Нурлатского месторождения. Дополнительные расчеты для ряда других месторождения подтвердили, что аппроксимация по формуле Кассона дает более точный результат.

Скорреллированные по содержанию газов, асфальтенов и смол согласно уравнениям 1.23- 1.24 значения напряжений сдвига и ГДДС представлены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Некоторые коэффициенты уравнений, вычисленные по представленной методике

Объект исследования	τ''_0, Па	η, мПа·с	n, ед.	k, Д	G_0, МПа/м	Вязкость в справочниках, мПа·с
1	2	3	4	5	6	7
Скв. 9506 Южно-Нурлатского месторождения	0,10782	0,1124	0,0880	0,38	0,0091	59,4
Скв. 558 Бавлинского месторождения	0,05055	0,0122	0,0012	0,731	0,00307	14,5
Скв. 674 Черемшанского месторождения	0,02107	0,0978	1,3900	0,96	0,00112	44,5
Скв. 2209 залежи 998 Бавлинского местрождения	0,09955	0,0769	0,1330	0,731	0,00605	18
Скв. 4718 Ашальчинского месторождения	0,09718	0,1049	0,0220	0,94	0,00521	57,48
Скв. 8401 Камышлинского месторождения	0,08006	0,1720	0,3130	0,826	0,00458	103,3
Скв. 5702 Пионерского месторождения	0,10372	0,0566	0,0026	0,855	0,00583	80,5
Скв. 2249 Ильмовского месторождения	0,14703	0,2169	0,0126	0,399	0,01210	50,97
Скв. 2218 Сотниковского месторождения	0,11562	0,1894	0,0126	0,503	0,00848	55
Скв. 4202 месторождения Студеное	0,1506	0,3412	0,0126	0,24	0,01599	144,8
Скв. 4682 Архангельского месторождения	0,10852	0,1669	0,0126	0,128	0,01577	36,2
Скв. 16527 Березовского месторождения	0,09691	0,0312	0,0010	0,93	0,00523	33,57
Скв. 1277Д Шегурчинского месторождения	0,08901	0,0302	0,2000	0,50	0,00655	18,59
Скв. 25482 Бухарского месторождения	0,05162	0,0493	0,3623	0,68	0,00326	55,54

1	2	3	4	5	6	7
Скв. 1745 Нурлатского месторождения	0,08668	0,1362	0,3010	0,71	0,00535	98,6
Скв. 2260 Южно-Зубаревского месторождения	0,0614	0,4246	0,1356	0,4	0,00505	40,4
Скв. 6980 Ерсубайкинского месторождения	0,0478	0,0605	0,3565	0,26	0,0048	26,41
Скв. 59К Тат-Кандызского месторождения	0,02966	0,3381	0,0204	0,511	0,0216	26,0
Скв. 2443 Восточно-Макаровского месторождения	0,0623	0,1120	0,3646	0,57	0,0429	14,4
Скв. 17549 Тюгеевского месторождения	0,0188	0,0681	0,9612	1,204	0,0089	39,7
Скв. 667К Тат-Кандызского месторождения	0,0298	0,0494	1,1174	0,511	0,00254	18,61
Скв. 1093 Вишнево-Полянского месторождения	0,03263	0,3978	0,8660	0,96	0,0017	155,2

Для терригенных коллекторов для вычисления ГДДС можно использовать формулу [91]:

$$H = \frac{0{,}052 \cdot \tau_0}{k^{0{,}62}} \qquad (1.25)$$

при фильтрации в породах с проницаемостью более 0,150 мкм^2, а для фильтрации породы с проницаемостью менее 0,150 мкм^2:

$$H = \frac{0{,}003 \cdot \tau_0}{k^{1{,}596}} \qquad (1.26)$$

Для определения начального ГДДС в зависимости от абсолютной проницаемости в данной работе воспользуемся выражением Б.Н. Султанова [123], которое было выведено на основе экспериментов на терригенных коллекторах Татарстана и Башкортостана:

$$H = \frac{\alpha \cdot \tau_0}{\sqrt{k}}, \qquad (1.27)$$

где H – ГДДС, Па/м;

α – безразмерный коэффициент, зависящий от структуры порового пространства, принятый равным 0,052 для терригенных коллекторов Поволжского региона на основе работ В.В. Девликамова;

τ_0 – начальное напряжение сдвига, Па.

На основе геолого-промыслового анализа на рисунке 1.7 приведены соотношение вязкости нефти с неразрушенной структурой к вязкости нефти с разрушенной структурой (индекс аномалии вязкости (ИАВ)) при установившемся режиме фильтрации и распределение значений ГДДС для различных значений вязкости в условиях продуктивных отложений бобриковского горизонта.

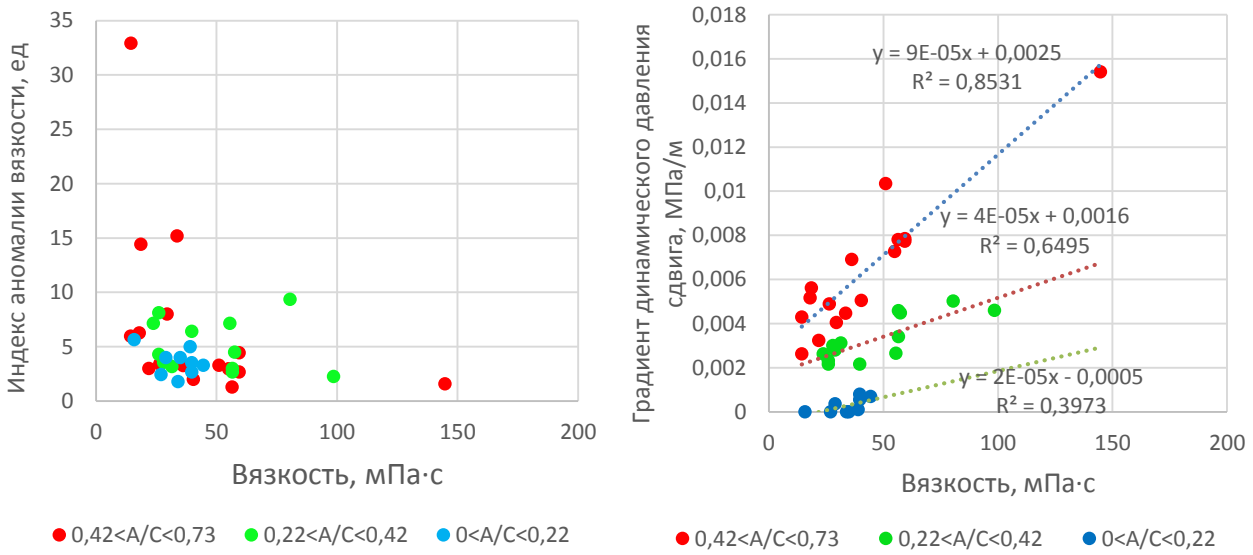


Рисунок 1.7 – Индекс аномалии вязкости при установившемся режиме фильтрации и распределение значений ГДДС для различных значений вязкости в условиях продуктивных отложений бобриковского горизонта месторождений Татарстана

Как видно из рисунка 1.7, корреляции между динамической вязкостью и ИАВ практически нет, а с величиной ГДДС корреляция прослеживается при

соотношении массового содержания асфальтенов и смол в промежутке от 0,42 до 0,73 %.

Таким образом, анализ реологических свойств нефти месторождений Татарстана выявил, что вязкость нефти с неразрушенной структурой может отличаться от вязкости нефти при установившемся режиме течения до 33 раз, и в основном при больших значениях вязкости прослеживается увеличение значений ГДДС. Автором на основе совмещения разных подходов была получена новая методика определения ГДДС, которая позволяет получать исходные данные для применения в расчетах на гидродинамических моделях. ГДДС рассчитывается на основе значений ПДНС с учетом массового содержания асфальтенов, смол, растворенного газа и в зависимости от температуры.

Разработка месторождений аномальной нефти имеет ряд особенностей, обусловленных образованием сложной структуры в нефти. Структурообразование в нефти может вызвать ряд отрицательных последствий, которые приводят к существенному ухудшению показателей разработки нефтяных залежей. Вследствие этого возможно уменьшение дебитов эксплуатационных скважин в результате фильтрации нефти с высокой вязкостью. Возможно образование зон, в которых нефть движется с практически неразрушенной структурой, если фактические градиенты пластового давления меньше ГДДС для данной нефти. Эти зоны пласта могут быть условно названы «застойными». В застойных зонах пласта нефть фильтруется лишь по отдельным высокопроницаемым пропласткам или зонам. В остальной части пласта она остается практически неподвижной. Если не будут приняты меры по ослаблению аномалий вязкости нефти или увеличению градиентов пластового давления, то это приведет к уменьшению конечного КИН.

Характер распределения зон проявления аномалий вязкости нефти обусловлен распределением по площади залежи градиентов пластового давления, зависящего от системы разрешения нагнетательных и эксплуатационных скважин, а также режима их работы [124-125].

В процессе проектирования разработки залежей необходимо оценивать возможность проявления аномалий вязкости нефти путем расчета характеристических градиентов давления с последующим сравнением с ожидаемыми значениями градиентов пластового давления. Выбранные перепады давления между нагнетательными и эксплуатационными скважинами должны обеспечивать фильтрацию нефти в залежи с минимальным проявлением аномалий вязкости. При решении этой задачи могут быть использованы расчетные зависимости, приведенные в данной работе.

Однако на стадии проектирования разработки информация о распределении по площади залежи компонентов нефти, влияющих на ее СМС, и о характере изменения коэффициента проницаемости пласта имеется в неполном объеме. Поэтому по мере появления новых сведений о пласте и пластовой нефти будут вноситься коррективы в систему мероприятий по ослаблению СМС нефти. Таким образом, в комплекс вопросов по анализу разработки залежей аномальной нефти должны входить дополнительные задачи, одной из которых является выявление зон проявления аномалий вязкости нефти.

Необходимость в систематических анализах эффективности принятой системы разработки объясняется еще и тем, что процесс выработки залежи сопровождается перемещением нефти в пласте. Как показали исследования, состав и свойства нефти, добываемой одной и той же скважиной, существенно изменяются во времени. Обоснование наиболее оптимального способа предотвращения или частичного ослабления аномалий вязкости нефти требует оценки характера распределения основных реологических характеристик нефти по площади залежи.

С точки зрения исследования процессов фильтрации и вытеснения нефти из пласта на кривых зависимости объемной скорости фильтрации от градиента давления отмечаются две характерные точки:

1. Начало интенсивного роста объемной скорости фильтрации, которой соответствует ГДДС нефти – Н;

2. Переход к линейному закону фильтрации Дарси в точке, соответствующей ГДПРС в нефти – H_m.

Если фактические градиенты пластового давления при разработке залежи меньше ГДДС, то фильтрация происходит при больших гидравлических сопротивлениях, так как нефть движется с неразрушенной структурой. Вязкость нефти при этом может быть в несколько раз выше, чем при больших градиентах давления. В фильтрации участвуют не все поры пласта, а только те, которые имеют достаточно большие поперечные размеры. Это в конечном счете может привести к уменьшению коэффициента охвата пласта фильтрацией и снижению конечной КИН залежей. Эти зоны условно могут быть названы «застойными».

Для нахождения значений ГДДС автором использована методика расчёта критических градиентов давления при помощи расчетных зависимостей с учетом практических результатов, полученных на ротационном вискозиметре. Использование результатов экспериментов на ротационном вискозиметре позволяет определить соотношение начальной максимальной вязкости μ_0 и вязкости установившегося потока μ, что является одним из основных необходимых исходных показателей для расчета в гидродинамической модели.

Таким образом, на основе совмещения экспериментального и аналитического подходов была разработана новая методика определения ГДДС, которая позволяет получать исходные данные для применения в расчетах на гидродинамических моделях. Суть методики заключается в том, что в уравнения Гершеля – Балкли и Кассона с тремя неизвестными (τ, τ_0, n) подставляем экспериментальные значения η и γ, находим τ_0, делаем поправки по содержанию асфальтенов, смол, газов, температуры согласно аналитической методике и получаем интересующий нас H. Было выявлено, что не существует корреляции между ИАВ и динамической вязкостью, а между ГДДС и вязкостью прослеживается линейная корреляция в

зависимости от содержания асфальтенов и смол, и тем лучше прослеживается, чем выше соотношение асфальтенов и смол. Для области 0,42 < А/С < 0,73 ГДДС будет приблизительно равен $9 \cdot 10^{-05} \cdot \mu + 0{,}0025$. Вязкость нефти с неразрушенной структурой может отличаться от вязкости нефти при установившемся режиме течения до 33 раз, и в основном при больших значениях вязкости прослеживается увеличение значений ГДДС.

ГЛАВА 2. АНАЛИЗ И ИССЛЕДОВАНИЕ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ МОДЕЛИ К СТРУКТУРНО-МЕХАНИЧЕСКИМ СВОЙСТВАМ

2.1. Чувствительность к градиенту динамического давления сдвига нефти бобриковского горизонта месторождений Татарстана на примере Мельнинского нефтяного месторождения

В условиях продуктивных отложений бобриковского горизонта Мельнинского поднятия Мельнинского месторождения были проведены численные эксперименты, в которых задавались различные значения вязкости нефти с целью определения влияния различных значений СМС на разработку данной залежи для разной (задаваемой) вязкости [126-127].

Рассматривалась модель, в которой адаптация проведена с учётом движения нефти по ньютоновскому закону фильтрации жидкости. Вязкость нефти в данной модели продуктивных отложений бобриковского горизонта составила 315 мПа·с, проницаемость – 0,276 мкм^2, ИАВ равен 3. В последующем эта модель рассмотрена для случая течения нефти с учётом СМС. Для расчетов в модели модифицировалась вязкость нефти и значения ГДДС. При разбросе значений вязкости от 5 до 600 мПа·с проводились расчеты при значениях ГДДС от 0,00002 до 0,025 МПа/м и оценивалась разница в накопленной добыче нефти с вариантом расчета без учета значений ГДДС (таблица 2.1). Режимы работы скважин приняты с перепадом давления 3-4 МПа, с которым работает большая часть фактических скважин на бобриковский горизонт, которая обеспечивает целостность цементного камня.

В работе представлен принципиальный подход к оценке качества модели с точки зрения влияния на неё СМС нефти, где согласно принятой допустимой погрешности можно выявить неравенство, которое позволит оценить необходимость учёта СМС нефти в модели.

Как видно из таблицы 2.1, при больших значениях вязкости значения ПГДС незначительно влияют на результаты разработки.

Таблица 2.1 – Накопленная добыча нефти по различным вариантам разработки

ГДДС, 10^{-3} МПа/м	0	0,0004	0,001	0,005	0,01	0,02	0,03	0,05	0,1	0,11	0,12	0,15	0,2	0,25
Вязкость, мПа·с														
5	591,5	591,5	591,2	590,2	584,5	574,7	567,3	553,5	530,8	514,7	445,7	364,5	297,2	253,4
10	551,1	551,0	551,0	550,4	548,4	542,4	536,4	523,2	497,0	485,4	442,4	381,9	348,0	329,3
15	534,0	533,9	533,9	533,7	532,2	528,0	523,0	510,5	481,9	477,2	449,7	402,8	376,5	362,0
20	514,9	514,8	514,7	514,0	514,0	510,1	505,5	495,5	467,9	463,1	449,2	412,7	392,2	380,9
30	489,2	489,1	489,1	489,0	488,4	485,8	482,7	474,2	450,2	446,4	437,5	408,8	392,7	383,8
40	468,6	468,6	468,5	468,4	467,8	466,1	463,5	457,1	437,6	434,0	427,3	404,3	391,4	384,3
50	451,5	451,4	451,5	451,3	451,1	449,8	447,5	441,8	424,4	421,1	418,8	404,8	395,4	390,3
100	403,0	403,0	402,9	402,9	402,9	402,1	400,9	396,7	382,5	379,3	376,0	367,0	358,6	352,7
200	342,4	342,4	342,4	342,4	342,3	342,1	341,4	339,3	330,8	325,3	319,8	318,4	313,0	302,3
300	296,8	296,8	296,8	296,7	296,7	296,6	296,1	294,7	288,3	284,1	279,8	277,7	273,2	266,4
400	272,0	272,0	272,0	272,0	272,0	271,8	271,5	270,4	265,5	261,9	258,2	256,0	252,6	246,7
500	248,9	248,9	248,9	248,9	248,9	248,8	248,5	247,8	243,8	242,8	241,7	238,0	231,5	225,0
600	230,2	230,2	230,2	230,2	230,1	230,0	229,8	229,2	226,1	225,2	224,3	221,3	215,5	209,7

В таблице 2.2. представлена разница в процентном соотношении зависимости накопленной добычи от предельных значений ГДДС.

Таблица 2.2 – Разница в процентах от варианта с ньютоновским течением нефти

ГДДС, 10^{-3} МПа/м	0	0,0004	0,001	0,005	0,01	0,02	0,03	0,05	0,1	0,11	0,12	0,15	0,2	0,25
Вязкость, мПа·с														
5	0	0,00	-0,04	-0,21	-1,18	-2,83	-4,09	-6,42	-10,26	-12,98	-24,65	-38,37	-49,76	-57,15
10	0	-0,02	-0,02	-0,12	-0,49	-1,58	-2,67	-5,06	-9,81	-11,92	-19,72	-30,70	-36,86	-40,24
15	0	-0,01	-0,02	-0,07	-0,33	-1,13	-2,07	-4,40	-9,75	-10,64	-15,78	-24,57	-29,50	-32,21
20	0	-0,02	-0,03	-0,17	-0,18	-0,92	-1,83	-3,75	-9,13	-10,06	-12,75	-19,85	-23,83	-26,02
30	0	-0,01	-0,01	-0,03	-0,16	-0,69	-1,33	-3,07	-7,96	-8,75	-10,55	-16,43	-19,73	-21,54
40	0	-0,02	-0,03	-0,05	-0,18	-0,55	-1,10	-2,47	-6,62	-7,39	-8,82	-13,73	-16,48	-17,99
50	0	-0,03	-0,01	-0,04	-0,09	-0,38	-0,89	-2,16	-6,00	-6,74	-7,23	-10,34	-12,41	-13,55
100	0	-0,01	-0,02	-0,03	-0,04	-0,22	-0,53	-1,57	-5,10	-5,89	-6,69	-8,94	-11,03	-12,48
200	0	0,00	-0,01	-0,01	-0,03	-0,09	-0,30	-0,90	-3,40	-5,00	-6,60	-7,02	-8,59	-11,71
300	0	0,00	0,00	-0,04	-0,06	-0,09	-0,24	-0,72	-2,89	-4,31	-5,73	-6,45	-7,97	-10,27
400	0	0,00	0,00	-0,01	-0,01	-0,07	-0,18	-0,59	-2,39	-3,73	-5,07	-5,91	-7,15	-9,32
500	0	0,00	0,00	-0,01	-0,01	-0,05	-0,15	-0,45	-2,03	-2,46	-2,88	-4,36	-6,99	-8,61
600	0	0,00	0,00	0,00	-0,02	-0,07	-0,14	-0,43	-1,78	-2,14	-2,56	-3,87	-6,35	-7,91

Из таблицы 2.2 видно, что 5 %-ное расхождение находится в пределах от 0,00003 МПа/м до 0,0002 МПа/м (закрашенная желтым цветом часть таблицы).

Согласно регламенту оценки качества и приемки трехмерных цифровых геолого-гидродинамических моделей, представляемых пользователями недр в составе технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья (УВС) на рассмотрение центрального комитета по разработке Роснедра по УВС, одним из критериев оценки погрешности модели является расхождение в накопленной добыче нефти и жидкости не более 5 %. В данных расчетах расхождение более 5 % от базового варианта расчета модели принято как критическое, выше которого ньютоновский тип фильтрации применять уже нельзя.

График, который представлен на рисунке 2.1, с положительной криволинейной зависимостью критических значений ГДДС от вязкости наглядно представляет эту разницу, где 5-процентное расхождение принято как «допустимое».

Граничные значения ГДДС в данном опыте брались таким образом, чтобы можно было выявить границы погрешности. Если допустимую погрешность задать более высокой величиной, возникнет необходимость расширить границы исследования.

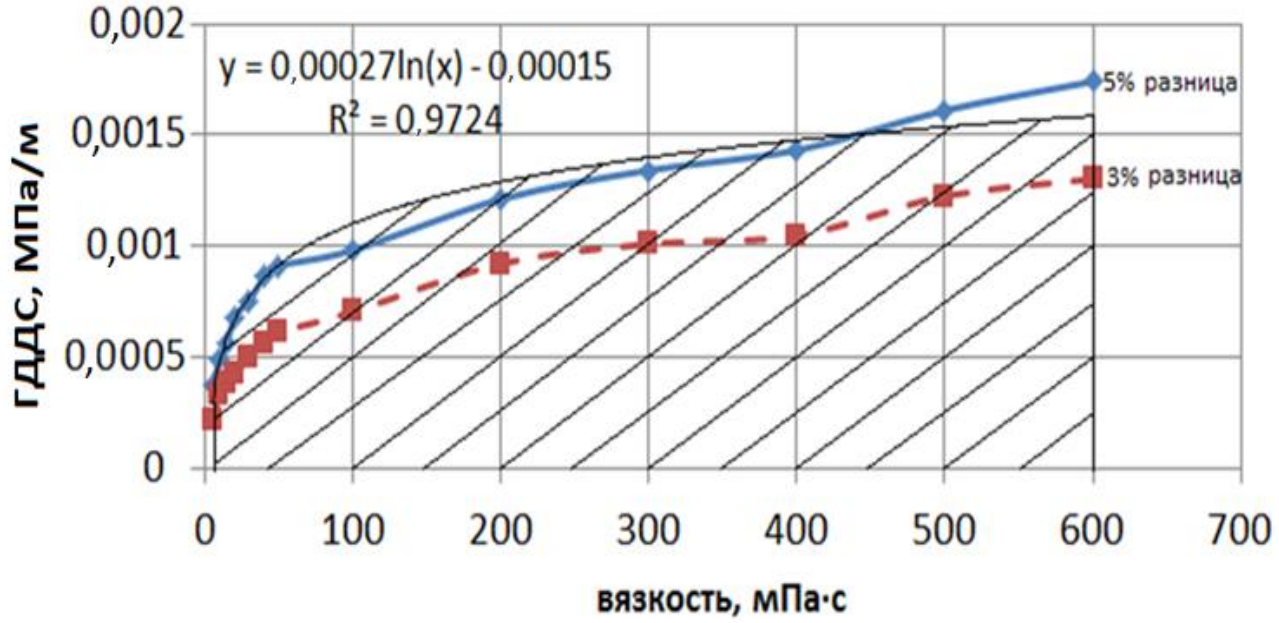


Рисунок 2.1 – Зависимость допустимых предельных ГДДС от вязкости

Для неньютоновской нефти при значениях ГДДС

$$H < 0{,}00027 \ln \mu - 0{,}00015 \qquad (2.1)$$

нефть можно рассматривать как ньютоновскую (в заштрихованной области), а при значениях $H \geq 0{,}00027 \ln \mu - 0{,}00015$ необходимо при расчетах учесть СМС нефти. В представленном уравнении используются безразмерные числовые значения выражений.

Согласно данному критерию оценки, если при данной вязкости и данных значениях ГДДС исходя из графика выполняется условие $H < 0{,}00027 \ln \mu - 0{,}00015$, то погрешность ниже 5 %. Данный инструмент позволяет на начальном этапе определить необходимость учета СМС нефти при гидродинамических расчетах [128].

На рисунке 2.2 представлена зависимость накопленной добычи нефти от ГДДС при различной вязкости, полученная расчетами на гидродинамическом симуляторе.

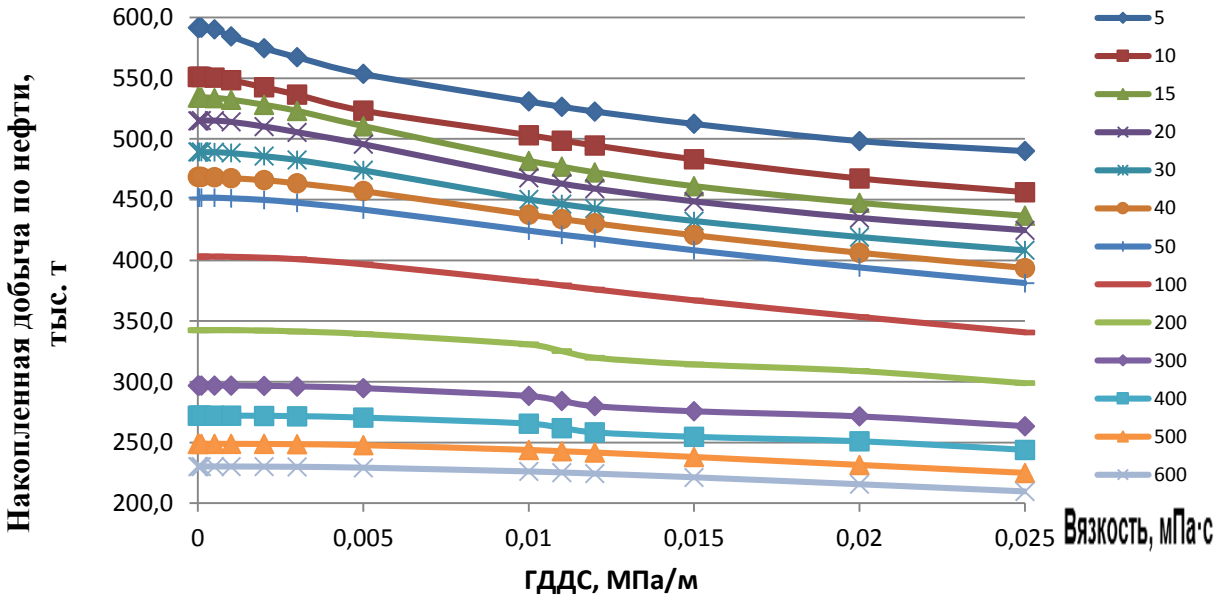


Рисунок 2.2 – Зависимость накопленной добычи нефти от ГДДС и вязкости

Из анализа накопленной добычи нефти по бобриковскому горизонту Мельнинского поднятия Мельнинского месторождения (рисунок 2.2) видно, что

вязкость нефти играет первоочередную роль, и чувствительность модели к ГДДС выше при низких величинах вязкости.

Рассмотрена разница накопленной добычи нефти на адаптированных по истории разработки моделях продуктивных отложений бобриковского горизонта Камышлинского, Вишнево-Полянского, Тат-Кандызского месторождений (таблица 2.3) при расчетах без учета зависимости вязкости от скорости сдвига и с учетом данной зависимости (рисунок 2.3).

Таблица 2.3 – Результаты обработки и преобразования исследований по формуле Кассона

Месторождение	Вязкость, мПа·с	Проницаемость, мкм^2	Коэффициент расчлененности, доли ед.	H, МПа/м	T_0, Па
Камышлинское	103,3	1,551	3,972	0,00458	0,0689
Вишнево-Полянское	155,2	0,869	3,8	0,00172	0,028
Тат-Кандызское	18,61	0,478	1,6	0,00216	0,0253

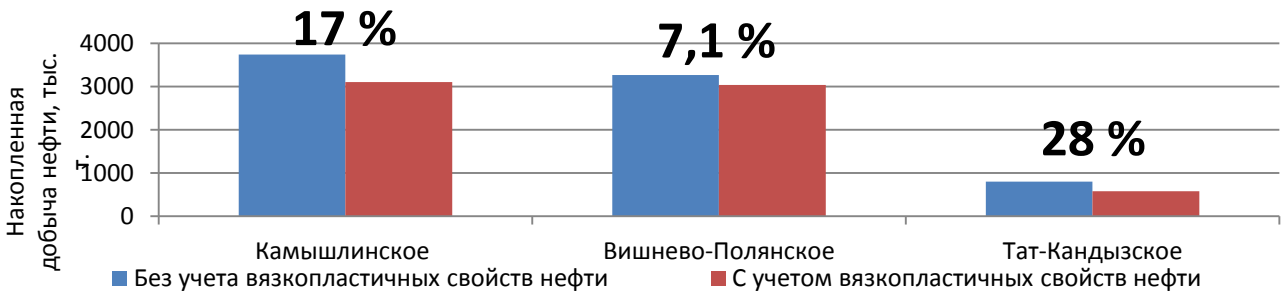


Рисунок 2.3 – Разница в накопленной добыче нефти без учета и с учетом изменения вязкости от перепада давления

Как видно из рисунка 2.3, разница в добыче может достигать 28 %. Результаты данного исследования подтверждают зависимости, представленные на рисунке 2.1: при низких значениях вязкости влияние ГДДС проявляется более значительно [129-130].

Таким образом, определен критерий применимости модели течения, подчиняющегося закону вязкого трения Ньютона для нефти с выраженными СМС для нефтяных залежей бобриковского горизонта в условиях месторождений юго-

востока Татарстана. Это позволит оценить погрешность расчетов на предварительном этапе, и в случае допустимой погрешности будет возможность использовать упрощенный метод на основе линейного закона Дарси, что сэкономит время расчетов. Расчеты моделей Камышлинского, Вишнево-Полянского, Тат-Кандызского нефтяных месторождений с применением линейной модели и модели с учетом СМС выявили разницу в накопленных отборах нефти до 28 %.

Были также проведены численные эксперименты, в результаты которых было доказано, что при значительно повышенных темпах разработки достигаются более высокие показатели КИН при условии, что не образуются дополнительные языки обводнения. Поэтому разработку залежи с аномально высокой нефтью целесообразно вести так, чтобы на значительной части пласта градиенты давления были выше значений ГДПРС.

Опыты показали, что на Вишнево-Полянском и Камышлинском нефтяных месторождениях увеличение репрессии в целом по скважинам на 15 % дало неплохие результаты в ходе расширения охвата пласта заводнением, выравнивания профиля приемистости скважин. Количество остаточных запасов в заводненной части месторождения между добывающими и нагнетательными рядами скважин при боле высоких темпах заводнения уменьшилось по сравнению с предыдущим вариантом, а обводненность продукции изменилась незначительно.

Максимально допустимое давление нагнетания определяется в зависимости от различных трудноопределимых факторов: от прочности пород в районе нагнетательной скважины, горного давления, степени трещиноватости пород и т.д., поэтому допустимое давление нагнетания было определено опытным путем для каждой нагнетательной скважины отдельно.

Также в ходе экспериментов было установлено, что приближение нагнетательных скважин к эксплуатационным тоже приводит к улучшению фильтрации нефти с вязкопластичными свойствами благодаря увеличению градиентов давления. Это осуществлялось путем дополнительных нагнетательных

скважин и перевода под нагнетание эксплуатационных на обводненных участках, где пластовое давление было истощено. Уплотнение сетки скважин нагнетательными скважинами на Вишнево-Полянском месторождении с уменьшением среднего расстояния между добывающими и нагнетательными скважинами и плотности сетки скважин от 12 до 10,5 Га/скв и на Камышлинском от 4,5 до 4,2 Га/скв увеличило КИН на 15 и 12 % соответственно. Чтобы результаты данных мероприятий можно было соотнести с нивелированием влияния СМС нефти на технологические показатели разработки, а не с увеличением закачки и компенсации, приемистость в работающих нагнетательных скважинах была уменьшена, чтобы компенсации оставалась на таком же уровне. При этом незначительные потери добычи прослеживаются на участке, где закачка была уменьшена, что в целом говорит о необходимости увеличения компенсации закачкой воды для более широкого охвата вытеснения заводнением.

2.2. Влияние параметра свободной воды при моделировании течения нефти с неньютоновскими свойствами

По мере изучения дополнительных аспектов разработки месторождений со СМС нефти было выявлено, что на разработку таких месторождений оказывает сильное влияние параметр свободной воды.

Для его изучения был исследован радиальный приток вязкопластичной нефти к вертикальной скважине (рисунок 2.4). Создан однородный пласт, который состоит из 20 ячеек по вертикали, 4 из которых занимают водоносные слои. Водоносная область подключена по периферии модели.

Фильтрация при отсутствии законтурной подпитки резко уменьшается в отличие от фильтрации ньютоновской нефти, где она продолжается даже при снижении перепада давления в системе «скважина - пласт».

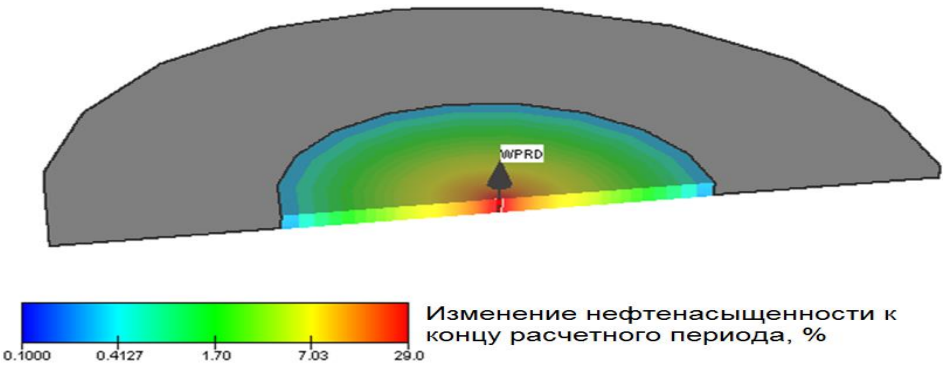


Рисунок 2.4 – Изменение начальной нефтенасыщенности в фильтрационной модели с радиально расположенной сеткой

Как видно из рисунка 2.4, изменение нефтенасыщенности не распространяется до краев залежи, что говорит об ограниченности контура питания из-за влияния СМС нефти даже на абсолютно однородной модели.

При моделировании изменения вязкости в гидродинамическом симуляторе закладывается некоторый множитель потока (рисунок 2.5) согласно тому, что скорость потока обратно пропорциональна вязкости нефти. Для пластичной нефти существует некоторый ГДДС, который определяет, выше какого критического значения перепада давления нефть начинает течь, а также ГДПРС, который определяет перепад давления, выше которого нефть течет как практически ньютоновская жидкость. В итоге получаем, что для пластичной нефти множитель потока (F_0) всегда равен нулю, а для псевдопластичной меняется от нуля до единицы. Отметим, что если в модели с пластичной нефтью вся вода в ячейке связанная, контур питания ограничен, распределения давления в пласте не происходит, водонапорный режим не работает и расчет модели прекращается. Поэтому при отсутствии свободной воды в модели разработка пластичной нефти практически невозможна.

На основе расчетов на радиальной модели притока к скважине была установлена зависимость добывных способностей скважины от содержания свободной воды для пластичной нефти. В модели были приняты следующие

входные данные для расчета: пластовое давление – 11,5 МПа, забойное давление – 10,7 МПа, проницаемость породы – 0,9 мкм^2, вязкость нефти – 59,6 мПа·с., ГДДС – 0,005 МПа/м, радиус модели – 500 м.

Как показывает результат, наличие даже незначительной доли свободной воды позволяет скважине работать в нормальном режиме. Зависимость от содержания свободной воды имеет экспоненциальный характер (рисунок 2.6).

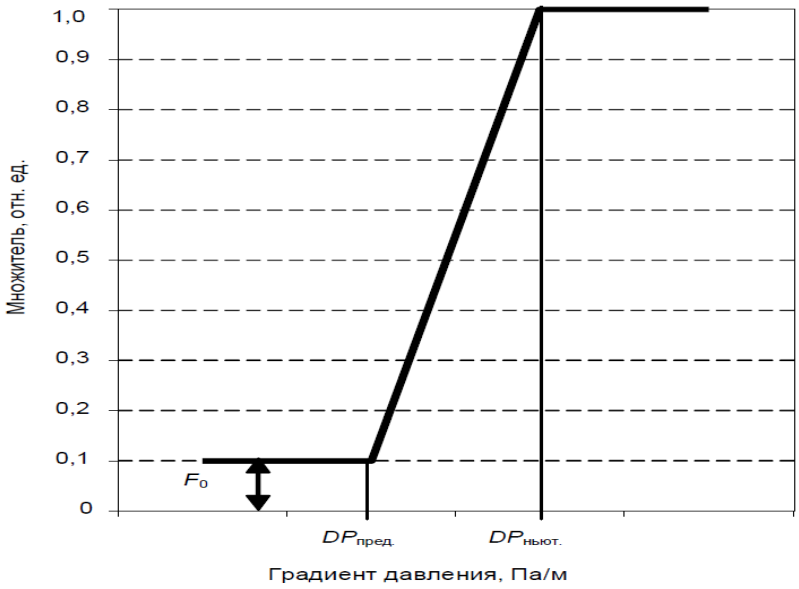


Рисунок 2.5 – Моделирование зависимости вязкости от градиента давления

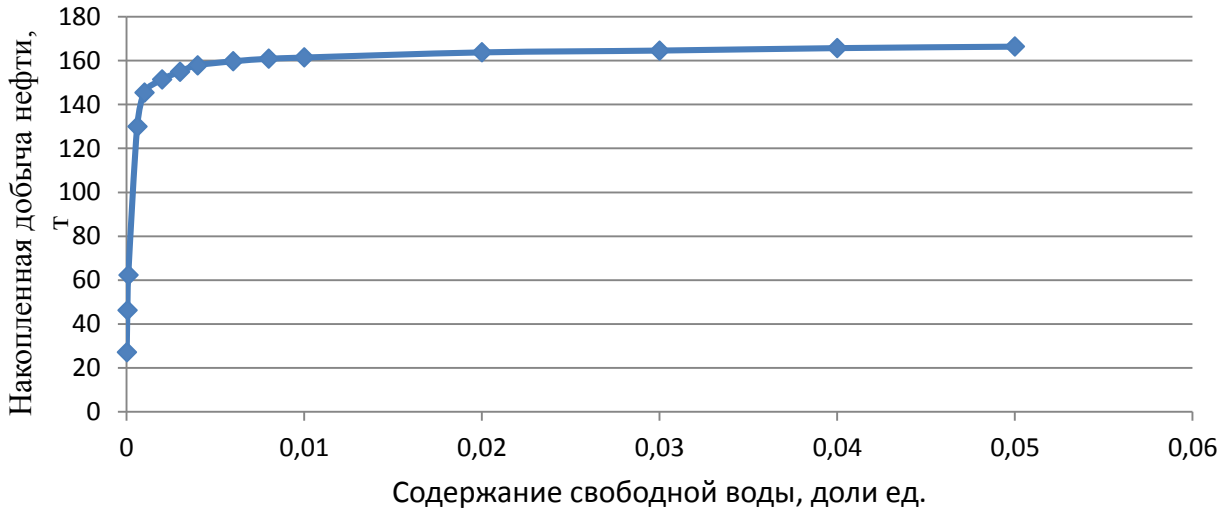


Рисунок 2.6 – Зависимость накопленной добычи скважины от содержания подвижной воды на аналитической модели

Как видно из рисунка 2.6, при стремлении значения содержания свободной воды к нулю накопленная добыча нефти тоже стремится к нулю. Данный эксперимент доказывает необходимость моделирования свободной воды при фильтрации пластичной нефти, чтобы происходило перераспределение давления в пласте посредством свободной воды.

2.3. Коэффициент охвата при ограниченности контура питания при фильтрации нефти со структурно-механическими свойствами

Наличие пластичных свойств нефти проявляется в том, что радиус влияния скважины ограничивается той зоной, где перепады давления превышают значения ГДДС нефти. В модели с ньютоновской нефтью обычно радиус контура питания равен половине расстояния между скважинами либо ограничен только геологической неоднородностью. Если математически рассчитать, какой будет КИН для однородной модели и как он зависит от контура питания, то можно представить такого рода типовую зависимость, которая представлена на рисунке 2.7. В данном случае модель состояла из квадратного контура шириной в 1200 м. Расположение скважин рядное, общее количество – 9 и расстояние скважин друг от друга и от края залежей принято равным 400 м.

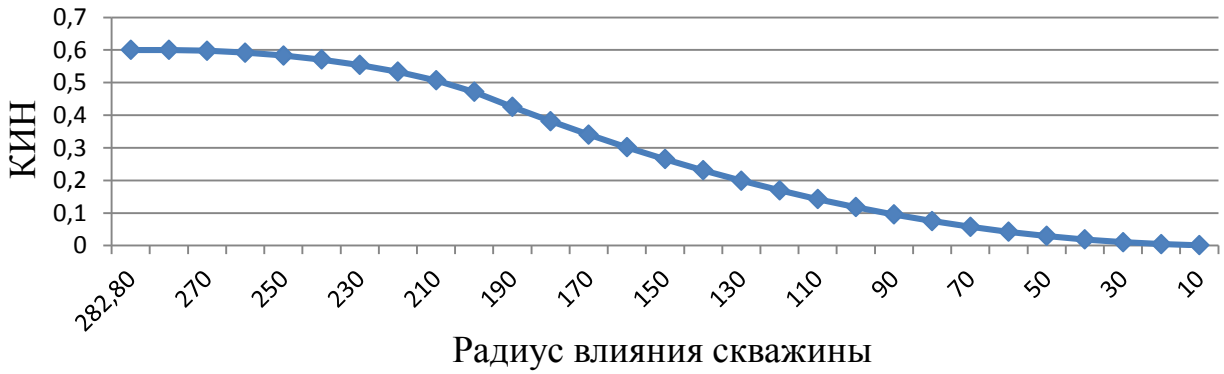


Рисунок 2.7 – Зависимость КИН от радиуса влияния скважины для однородной модели

Как видно из рисунка 2.7, максимальный радиус влияния скважин взят равной 282,8 м, которому соответствует случай, где вся нефтенасыщенная область охватывается добывающими скважинами, следовательно, коэффициент охвата равен единице и КИН равен коэффициенту вытеснения (в данном случае $К_{выт}$ = 0,6) [131].

При плоскорадиальном притоке несжимаемой жидкости к скважине с учетом проявления неньютоновских свойств градиент давления будет рассчитываться по формуле:

$$\frac{dp}{dr} = \frac{\mu}{k} \cdot \omega + dp_0, \qquad (2.2)$$

при этом скорость радиального течения жидкости в соответствии с обобщенным законом Дарси составит:

$$\omega = \frac{Q}{2\pi rh} = \frac{k}{\mu}\left(\frac{dp}{dr} - dp_0\right). \qquad (2.3)$$

Принимая давления на забое скважины и на границе пласта постоянными, после интегрирования выражения (33) получим:

$$dp = \frac{\mu}{k}\frac{Q}{2\pi h}\frac{dr}{r} + dp_0 \cdot dr. \qquad (2.4)$$

Тогда при $r_c \leq r \leq R$:

$$p(r) = p_c + dp_0(r - r_c) + \frac{\mu}{k}\frac{Q}{2\pi h} ln\frac{r}{r_c}, \qquad (2.5)$$

где dp_0 – предельный градиент давления, Па/м;

$\frac{dp}{dr}$ – градиент давления, Па/м;

μ – вязкость, Па·с;

k – проницаемость, мкм^2;

ω – скорость движения, м/с;

Q – дебит, м^3/с;

h – толщина пласта, м;

r – радиус влияния скважины, м.

При Q = 0 перепад давления между точкой в пласте и забоем скважины $\Delta p = dp_0 \cdot (r - r_c)$. Зная начальный ГДДС нефти в пористой среде, который устанавливается экспериментально в лабораторных условиях или по результатам гидродинамических исследований скважин [132], можно рассчитать радиус зоны дренирования r для каждой конкретной скважины.

Если мы можем посчитать радиусы дренирования каждой скважины в соответствии с условиями залегания, то легко выявить недренируемые или слабодренируемые участки залежей исходя из распределения скважин по площади и предложить методы оптимизации разработки на данных участках.

Радиус скважины по сравнению с радиусом влияния скважины (контура питания) несравненно мал, поэтому в расчетах его можно приравнять к нулю.

Тогда мы получим:

$$r = \frac{p(r) - p_c}{dp_0}. \qquad (2.6)$$

Площадь, охватываемая одной скважиной:

$$S = \pi r^2. \qquad (2.7)$$

По формуле Крылова:

$$КИН = К_{выт} \cdot К_{охв}. \qquad (2.8)$$

$К_{охв}$ разложим на составляющие, такие как охват по площади и толщине:

$$К_{охв} = К_{охв\,(s)} \cdot К_{охв\,(h)}. \qquad (2.9)$$

Для однородных моделей с одинаковой толщиной пласта при перфорации всего нефтенасыщенного участка мы можем коэффициент охвата по толщине принять равным 1, а коэффициент охвата по площади:

$$К_{охв}\,(s) = \frac{S_{охваченные\ дренированием}}{S_{общий}} = \frac{n \cdot \pi r^2}{S_{общий}} \qquad (2.10)$$

при $r \leq R_к$, где $R_к$ – половина расстояния между скважинами.

Рассмотрим частный случай, где имеется квадратная залежь с рядным расположением скважин и радиус влияния одной скважины составляет середину расстояния между соседними скважинами. При таком варианте мы получаем $R_к = r$:

$$К_{охв}\ (s) = \frac{9 \cdot \pi r^2}{(6 \cdot R_к)^2} = \frac{9 \cdot \pi r^2}{36 \cdot r^2} = \frac{\pi}{4} \qquad (2.11)$$

при $R_к < r \leq R$, где $R = r\sqrt{2}$.

$$К_{охв}\ (s) = \frac{\pi r^2 - 16 \int_{r\frac{A}{2}}^{r} \sqrt{r^2 - x^2} dx}{(6 \cdot r)^2}, \qquad (2.12)$$

где А – расстояние между центрами скважины,

$$К_{охв}\ (s) = \frac{\pi r^2 - 4\left(\pi r^2 - A\sqrt{r^2 - \frac{A^2}{4}} - 2r^2 \arcsin\left(\frac{A}{2R}\right)\right)}{(6 \cdot R_к)^2}. \qquad (2.13)$$

Таким образом, при фильтрации нефти с выраженными СМС при ограниченности контура питания в случаях, когда перепад давления в пласте в районе скважины соразмерен предельному ГДДС, возникает ограниченность контура питания. Если рассматривать модель плоскорадиального течения жидкости к скважине в однородном пласте, то коэффициент охвата будет вычисляться по представленным формулам (2.11-2.13) в зависимости от условия, меньше радиус действия скважин чем радиуса контура, равен ему или больше этого значения.

3. ИССЛЕДОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ФИЛЬТРАЦИИ ВЯЗКОПЛАСТИЧНОЙ И ПСЕВДОПЛАСТИЧНОЙ НЕФТИ

3.1. Исследование влияния метода заводнения на коэффициент извлечения нефти при выраженных неньютоновских свойствах нефти

Согласно имеющимся представлениям о разработке нефти с неньютоновскими свойствами нефти, наиболее оптимальными являются системы площадного заводнения. Для численного исследования зависимости выработки запасов по разным системам регулярного площадного заводнения были рассмотрены три наиболее распространенные схемы заводнения: пятиточечная, семиточечная и девятиточечная. ПСС для всех схем принята одинаковой. В рассматриваемой модели скважины были распределены равномерно по всей площади, для анализа выбран только центральный элемент, чтобы законтурное влияние на данный элемент было обусловлено влиянием таких же элементов. Размер модели отличается в разных вариантах при сохранении одинаковой ПСС, равной 3,125 тыс. $м^2$/скв для каждого случая, принятого для данных расчетов.

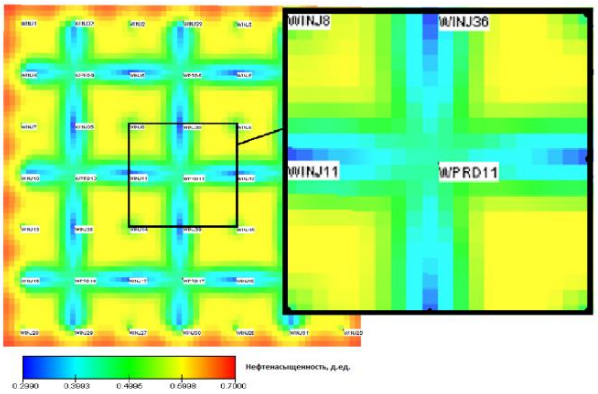
Для выявления зависимости от соотношения добывающих и нагнетательных скважин закачка задавлась для всех случаев с давлением нагнетания 22 МПа без ограничения максимального суточного значения нагнетаемого агента. Для расчетов использовалась псевдопластичная нефть с ГДДС 0,016 МПа/м и соотношением подвижности нефти с неразрушенной и разрушенной структурой равной 0,1. Толщина пласта составляла 4 м, пористость – 0,2 доли ед., нефтенасыщенность – 0,7 доли ед.

В таблице 3.1 представлены результаты, из которых видно, что при уменьшении соотношения добывающих и нагнетательных скважин в девятиточечной системе до 1/3 КИН падает до 32 % по сравнению с пятиточечной системой заводнения.

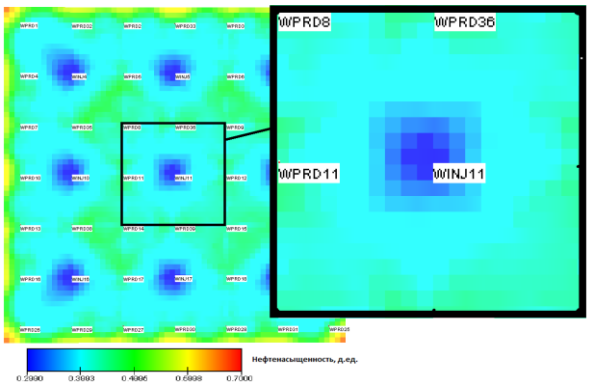
Таблица 3.1 – Зависимость КИН от метода площадного заводнения для однородной модели

Схемы площадного заводнения	Соотношение $N_{доб}/N_{нагн}$	Конечный КИН в центральном элементе	Изменение КИН по отношению к 5-точечной системе, %
5-точечная	1/1	0,38722	0,0
7-точечная	1/2	0,34066	-12,0
9-точечная	1/3	0,26163	-32,4
5-точечная обращенная	1/1	0,38723	0,0
7-точечная обращенная	2/1	0,38116	-1,6
9-точечная обращенная	3/1	0,38334	-1,0

Согласно теории целиков остаточной вязкопластичной нефти, ранее было установлено, что наименьший объем нефти остается при вытеснении залежи по 2-точечной и 5-точечной схемам, наибольший – по 9-точечной. Результаты подтвердились в ходе данного исследования, но при этом применение обращенных схем заводнения показало значительно отличающиеся от необращенных схем результаты, которые говорят о том, что их применение более эффективно и дает больше добычи нефти. На рисунке 3.1 представлено распределение нефтенасыщенности для 9-точечной (а) и обращенной 9-точечной (б) схемам заводнения, из которого можно заметить, что в первом случае происходит прорыв воды до ближайших добывающих скважин и их быстрое обводнение.



а – 9-точечная



б – обращенная 9-точечная

Рисунок 3.1 – Распределение конечной нефтенасыщенности для 9-точечной схемы заводнения

Ценность данного исследования заключается в том, что оно позволяет дать количественную оценку потерь нефти при переходе от одной системы к другой и на основе данной информации оценить возможные потери при выборе той или иной системы площадного заводнения.

3.2. Оценка влияния типа жидкости и соотношения подвижности на коэффициент извлечения нефти при выраженных неньютоновских свойствах нефти

Если рассматривать типы жидкости, то определяющим коэффициентом является некоторый множитель потока (Y, доли ед.), который учитывает соотношение подвижности нефти с неразрушенной структурой к подвижности нефти с разрушенной структурой (таблица 3.2). Критическими значениями являются Y = 1 (ньютоновская жидкость) и Y ≈ 0 (пластичная жидкость).

Таблица 3.2 – Распределение множителя потока в зависимости от типа жидкости

Тип жидкости	$\mathbf{Y = \mu_\infty / \mu_0}$
ньютоновская	$Y = 1$
псевдопластичная	$0 < Y < 1$
пластичная	$Y \approx 0$

При исследовании влияния соотношения подвижности при различной ПСС на КИН была использована однородная модель, где скважины расположены по обращенной 5-точечной схеме, поскольку она оказалась наиболее эффективной. Такая система является разновидностью площадного внутриконтурного заводнения, при котором в условиях общей равномерной сетки добывающие и нагнетательные скважины чередуются в строгой закономерности (рисунок 3.2).

В численных экспериментах использовались разновидности моделей, которые различаются только расстоянием скважин друг от друга и, соответственно, запасами, приходящимися на каждый отдельно взятый элемент 5-точечной

системы. Расположение скважин друг относительно друга, начальные пластовые и забойные давления, физико-химические свойства флюидов и коллекторские свойства пласта одинаковые, вследствие чего мы можем утверждать, что в данном эксперименте на КИН при различной ПСС будет влиять только проявление СМС нефти.

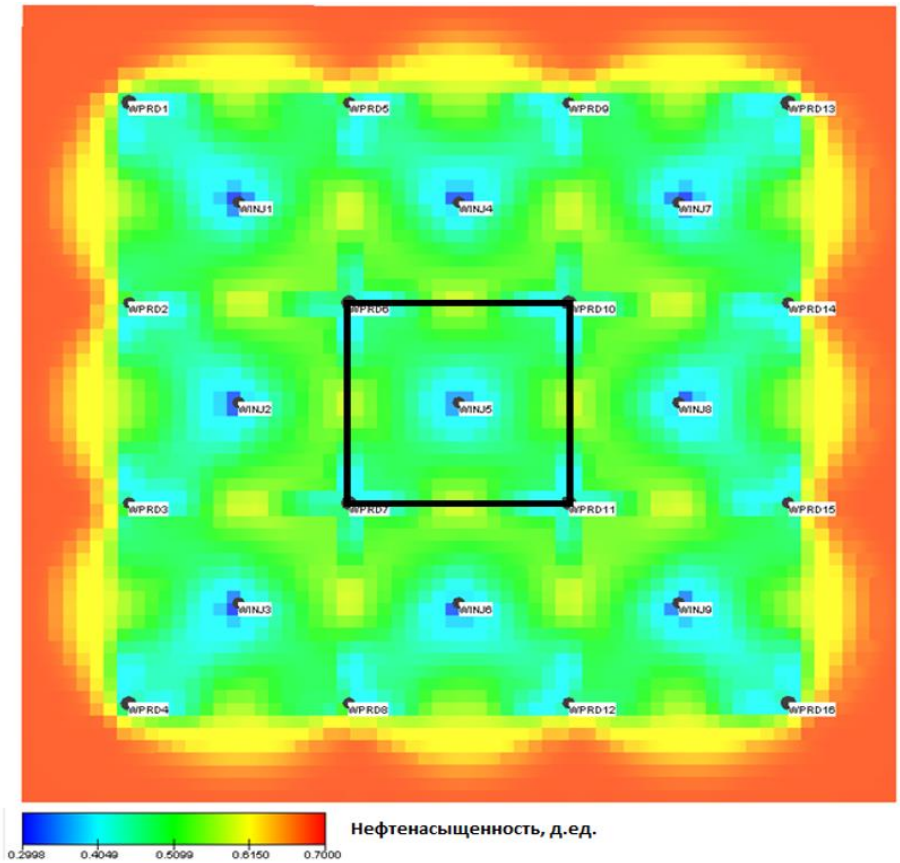


Рисунок 3.2 – Расположение скважин и исследуемый элемент, представленный на карте распределения нефтенасыщенности

Из рисунка 3.2 видно, что на крайние участки залежи влияния системы существующей сетки скважин нет, поэтому в расчетах необходимо рассматривать выделенную часть, где законтурное влияние обусловлено влиянием такой же сетки скважин.

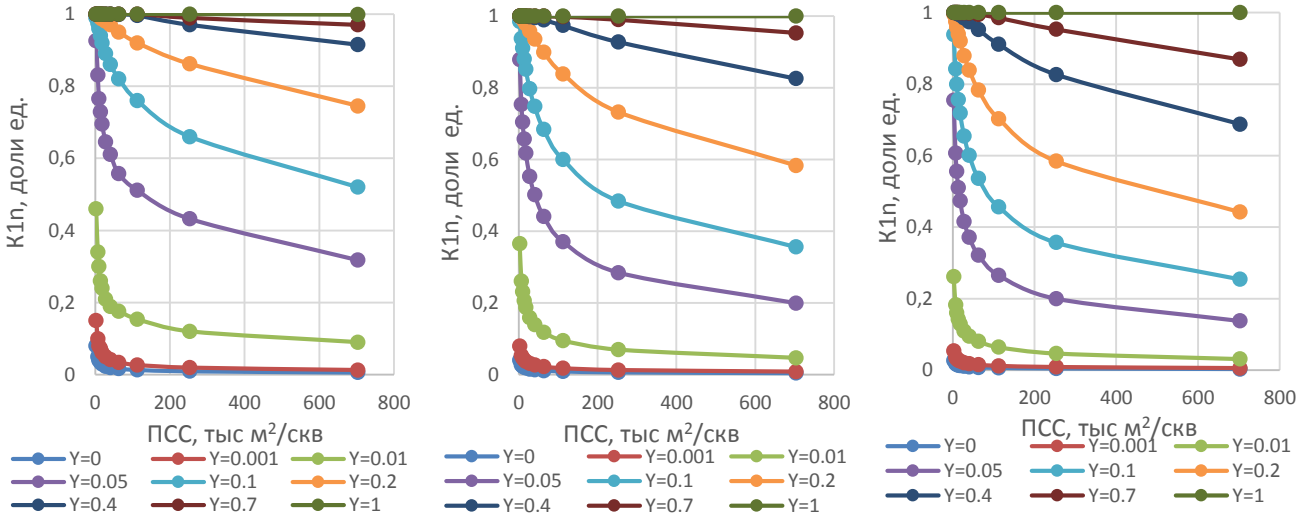
В данном эксперименте ГДДС принят максимальным, равным 0,016 МПа/м для бобриковских отложений. Разница между давлением закачки и забойным давлением в добывающей скважине принимает значения от максимального 9 МПа

до минимального 4 МПа. Расчет производится при разных Y, S и dP при каждой возможной комбинации значений, которые представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Исходные данные, использованные в расчете зависимости КИН от множителя потока в зависимости от типа жидкости

Y, доли ед.	1	0,8	0,5	0,2	0,1	0,05	0,01	0,001	0		
S, тыс м^2/скв	2,53	7,03	10	13,78	18	28,12	40,5	63,28	112,5	253	703
dP, МПа	9	6	4								

В ходе эксперимента для каждого варианта определен КИН и преобразованы значения КИН в доли единицы относительно максимального значения КИН. Полученные результаты представлены на рисунке 3.3.



dP = 9 МПа *б) dP = 6 МПа* *в) dP = 4 МПа*

Рисунок 3.3 – Зависимость коэффициента дренирования аномальной нефти K_{1n} от ПСС и Y при депрессии, равной 9 (а), 6 (б) и 4 (в) МПа

Как видно из рисунка 3.3, при уменьшении перепада давления зависимости сдвигаются в сторону уменьшения, и близкой к единице величины коэффициента дренирования аномальной нефти не удается достичь даже при близких к 1 значениях Y.

Полученные зависимости были аппроксимированы уравнением (3.1):

$$K_{1n} = 1 - e^{\left((-Y-0.001)\cdot\frac{10\cdot\Delta P}{S^{0.4}}\right)}, \qquad (3.1)$$

где K_{1n} – коэффициент дренирования аномальной нефти, учитывающий влияние СМС нефти, доли ед;

Y – соотношение подвижности нефти с неразрушенной структурой к подвижности нефти с разрушенной структурой, доли ед.;

ΔP – перепад давления между нагнетательной и добывающей скважинами, МПа;

S – ПСС, тыс. м^2/скв.

Аппроксимация на примере зависимости коэффициента K_{1n} от ПСС и Y при перепаде давления, равном 9 МПа, представлена на рисунке 3.4 пунктирными линиями (коэффициент корреляции 0,82).

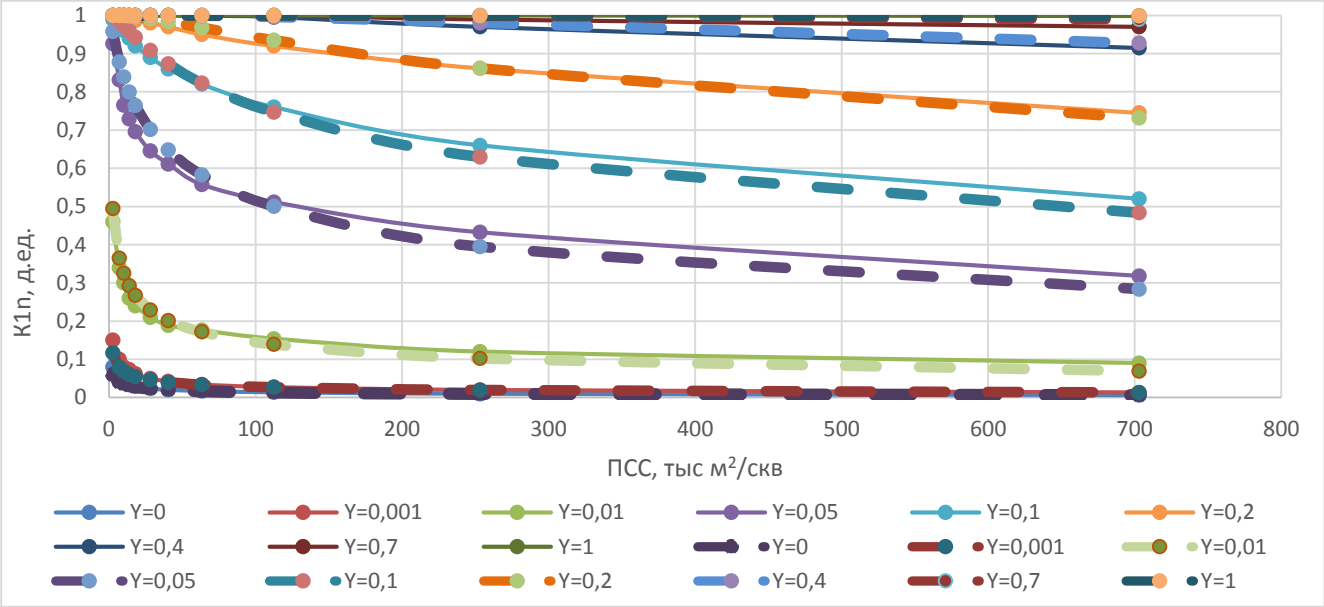


Рисунок 3.4 – Зависимость K_{1n} от ПСС для различных Y при ГДДС = 0,016 МПа/м и ΔP = 9 МПа между нагнетательной и добывающей скважинами

Как видно из рисунка 3.4, уравнение (3.1) описывает полученные результаты на достаточно высоком уровне. Представленные формулы так же явно описывают области значений при ПСС→0, где K_{1n} будет стремиться к единице, что говорит о физической содержательности формулы (3.1).

3.3. Исследование влияния градиента динамического давления сдвига на коэффициент извлечения нефти при выраженных неньютоновских свойствах нефти

При фиксированном значении соотношения подвижности нефти с неразрушенной структурой к подвижности нефти с разрушенной структурой Y = 0,05 и фиксированном перепаде давления между линией нагнетания и линией добычи ΔP = 9 МПа были проведены расчеты для определения влияния данного компонента на всю систему в целом.

В ходе исследований были выявлены зависимости КИН от ПСС при различных вариациях ГДДС от 0,001 до 0,016 МПа/м, которые представлены на рисунке 3.5. Из него видно, что чем выше значения ГДДС, тем ниже значения КИН. Коэффициент K_{1n}, учитывающий влияние ГДДС в зависимости от значений ПСС также определен путем преобразования в доли от максимального значения КИН в данном эксперименте. Расчеты были проведены таким образом, чтобы добывающие скважины выключались по обводненности в 98 %.

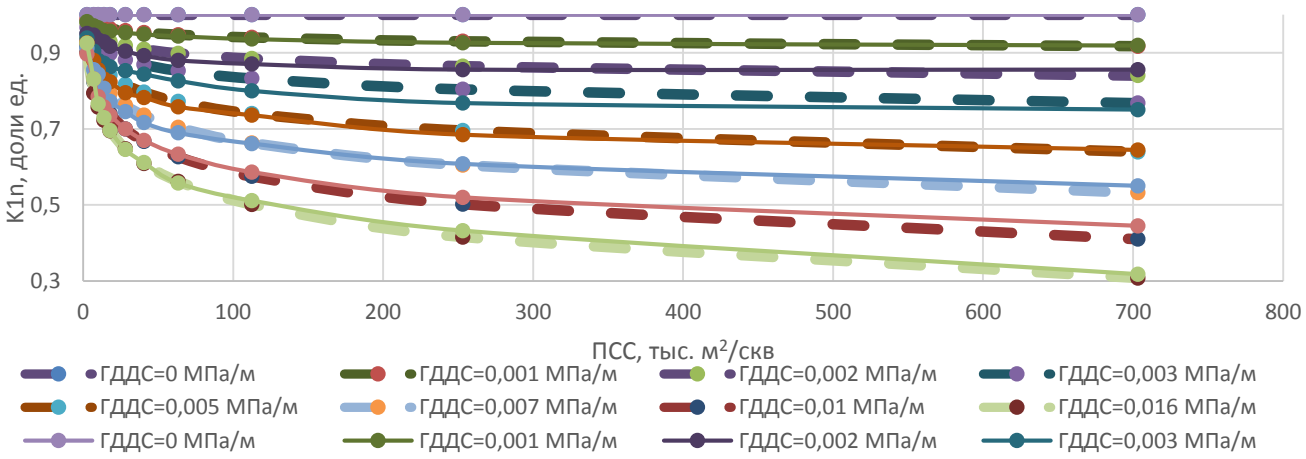


Рисунок 3.5 – Зависимость коэффициента K_{1n} от ПСС и ГДДС нефти

На основе экспериментов получаем по одному уравнению от каждой зависимости в виде:

$$K_{1n} = -A \cdot \ln(S) + 1, \qquad (3.2)$$

где A – функция, зависящая от ГДДС;

S – ПСС, тыс. м^2/скв.

Параметр A (таблица 3.4, рисунок 3.6) в пределах H < 0,016 МПа/м и 2,5 < S < 700 тыс. м^2/скв описывается уравнением (3.3):

$$A = -400 \cdot H^2 + 13 \cdot H. \qquad (3.3)$$

Таблица 3.4 – Распределение экспериментальных и расчетных коэффициентов, полученных расчетным путем и при помощи уравнения (3.3)

H, МПа/м	0,001	0,002	0,003	0,005	0,007	0,01	0,016
A эксп.	0,013	0,026	0,04	0,057	0,073	0,088	0,105
A, расч.	0,0126	0,0244	0,0354	0,055	0,0714	0,09	0,1056

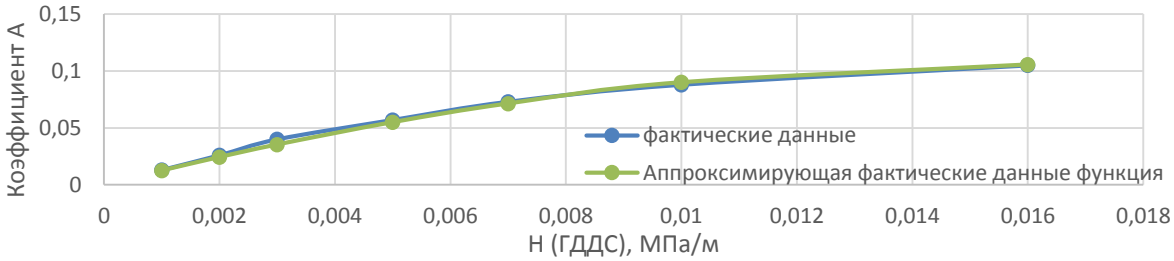


Рисунок 3.6 – Зависимость коэффициента A из уравнения (3.3) от значений ГДДС нефти

С учетом (3.2) из уравнения (3.3) для случая Y = 0.05 и ΔP = 9 МПа получаем:

$$K_{1n} = 1 - (13 \cdot H - 400 \cdot H^2) \cdot \ln(S). \qquad (3.4)$$

Как видно из представленных результатов, даже незначительные значения ГДДС могут существенно повлиять на величину КИН.

Для варианта течения псевдопластичной нефти был проведён ряд аналогичных экспериментов со значениями ГДДС от 0 до 0,016 МПа при Y равном 0,4 и 0,1 доли ед. Подтверждена справедливость зависимости (3.4) при других Y и определена зависимость (3.5), которая объединяет формулы (3.1) и (3.2):

$$K_{1n} = \left(1 - e^{\left((-Y-0{,}001)\cdot\frac{10\cdot\Delta P}{S^{0{,}4}}\right)}\right)^{\frac{13H-400H^2}{0{,}1056}} \qquad (3.5)$$

Уравнение (3.5) справедливо строго при соблюдении неравенства H < 0,016 МПа/м и определено в промежутке 2,5 < S < 700 тыс. м^2/скв. Уравнение (3.5) было опробовано на различных участках адаптированных моделей месторождений на примере продуктивных отложений бобриковского горизонта Тат-Кандызского, Вишнево-Полянского и Камышлинского нефтяных месторождений с заданием различных значений ГДДС, и результаты подтвердили справедливость уравнения (3.5) с высокой величиной достоверности аппроксимации результатов с теоретической формулой ($R_{ср}{}^2 = 0{,}79$).

Таким образом, найдено уравнение, которое объединяет в себе такие характеристики нефти, как ГДДС, соотношение подвижности нефти с неразрушенной структурой к подвижности нефти с разрушенной структурой, характеристики разработки месторождения: перепад давления и ПСС, которые влияют на конечный КИН. Оно отличается от имеющегося уравнения 1.17, по которому рассчитывали дополнительный коэффициент дренирования согласно предыдущим методическим рекомендациям и более явно описывает области редких скважин, учитывает зависимость от значений ГДДС и соотношения вязкости нефти с разрушенной и неразрушенной структурами.

ГЛАВА 4. ИССЛЕДОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ФИЛЬТРАЦИИ НА ПРИМЕРЕ ТАТ-КАНДЫЗСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

4.1. Особенности геологического строения Тат-Кандызского нефтяного месторождения

В региональном тектоническом плане Тат-Кандызское месторождение расположено в пределах юго-восточного склона Южного купола Татарского свода (рисунок 4.1). В этом районе на фоне общего погружения кристаллического фундамента в юго-западном направлении выделяется ряд поднятий, объединяемых в Фоминовско-Кандызский выступ, к которому приурочено рассматриваемое месторождение. В северной части этот выступ отделяется от Туймазинско-Бавлинского вала узким прогибом, заполненным осадочными породами. В целом для этой зоны характерна высокая тектоническая активность кристаллического фундамента, о чем свидетельствует интенсивная раздробленность его поверхности и наличие разломных зон с преобладанием северо-восточного простирания, в меньшей степени – северо-западного, субмеридионального и субширотного. Наличие нарушений в строении террас в основном связано со смещением отдельных звеньев блоков и изменением угла ориентировки осевых зон разломов. Анализ структурных поверхностей основных продуктивных отложений месторождения указывает на то, что для структурного плана терригенного девона характерна унаследованность черт додевонского рельефа. В основном имеющиеся поднятия совпадают с выступами кристаллического фундамента, а малоамплитудные элементы были снивелированы осадками.

В результате анализа проведенных многими исследователями обобщений можно сделать вывод о том, что разрез осадочной толщи в пределах территории Тат-Кандызского месторождения представлен докембрийскими, девонскими, каменноугольными, пермскими, неогеновыми и четвертичными образованиями.

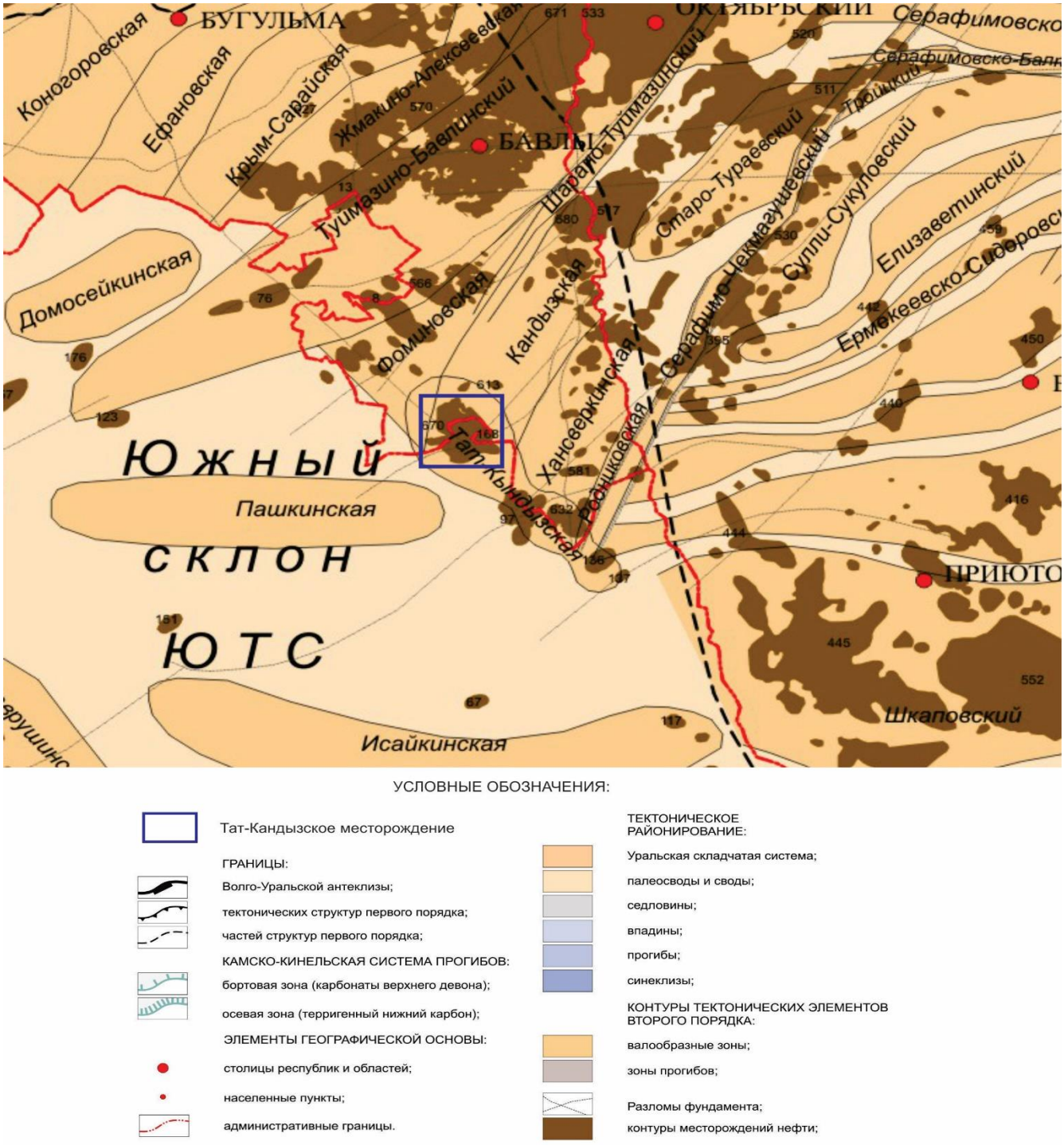


Рисунок 4.1 – Тектоническая схема района месторождения

Бобриковский горизонт яснополянского надгоризонта представлен переслаивающимися светло- и коричневато-серыми, кварцевыми, мелкозернистыми песчаниками и темно-серыми до черных, неяснослоистыми, неравномерно глинистыми алевролитами. Встречаются прослои аргиллитов

алевритистых, углистых, пиритизированных. В разрезе бобриковского горизонта может быть выделено до четырех пластов-коллекторов (снизу вверх): C_1бр-1, C_1бр-2, C_1бр-3 и C_1бр-4. Довольно часто они могут замещаться глинистыми разностями. Покрышкой бобриковских отложений являются карбонатно-аргиллитовые отложения тульского горизонта. Общая толщина бобриковского горизонта может достигать 20 м.

Структурная карта бобриковского горизонта представлена на рисунке 4.2.

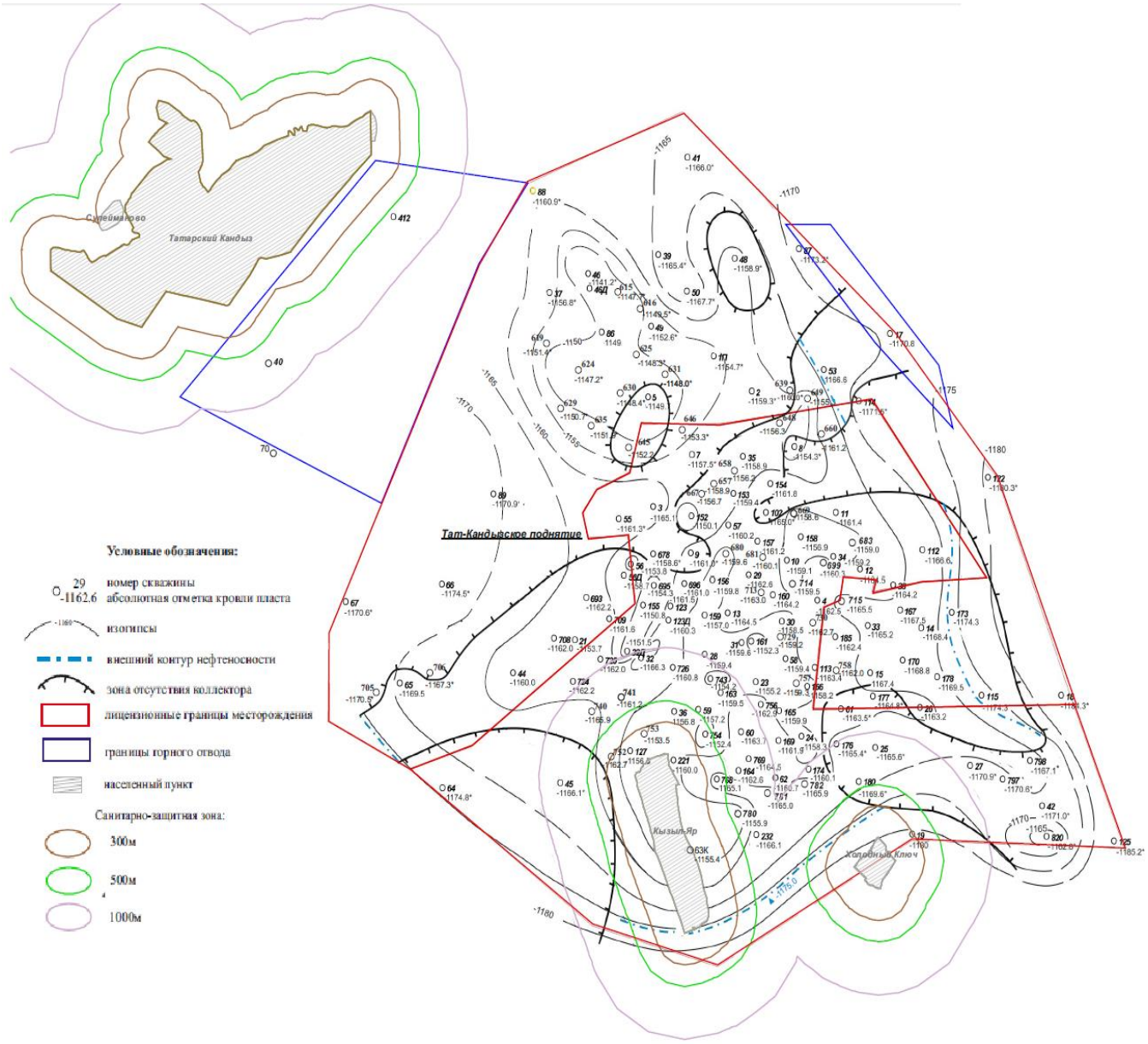


Рисунок 4.2 – Структурная карта бобриковского горизонта

При рассмотрении продуктивных отложений бобриковского горизонта (рисунок 4.2) в целом можно отметить, что в центральной и южной частях месторождения выявлена крупная пластовая сводовая литологически осложненная залежь, а в северной – две небольшие. Отложения бобриковского горизонта рассматриваются как единая гидродинамическая система с абсолютной отметкой водонефтяного контакта (ВНК) минус 1175,0 м. Высота залежи составляет около 25,3 м, флюидоупором для неё являются переслаивающиеся плотные известняки, доломиты и глинистые породы тульского горизонта. При выполнении данной работы для анализа характера расположения залежей и их дифференциации по размерам и количеству вскрывших их скважин были построены карты по отдельным пластам горизонта.

По самому нижнему из пластов C_1бр-1, сложенному песчаниками неравномерно алевритистыми и алевролитами с замещением их глинистыми или плотными разностями, выявлено шесть залежей. Три наиболее крупные залежи (по длине от 1,3 до 2,5 км) выявлены в районе скважин 36, 14 и 35. Другие вскрыты одной-двумя скважинами. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,8 до 10,8 м. Запасы нефти залежей отнесены к категориям C_1 и C_2.

По пласту C_1бр-2 в южной части поднятия выявлена наиболее крупная залежь, граница которой в основном связана с зонами фациального замещения коллекторов, осложняющими его строение. Размеры залежи составляют 6,5 х 4,8 км. Эффективные нефтенасыщенные толщины по скважинам изменяются от 0,6 до 6,0 м. Запасы её отнесены к категории C_1.

Залежи пластов C_1бр-3 и C_1бр-4 по своему строению и фильтрационно-емкостным свойствам достаточно близки между собой. По составу пласты в основном алевритистые. Залежи литологически экранированные, пластово-сводового типа и приурочены к сводовому поднятию северо-восточного простирания III порядка.

По пласту C_1бр-3 выявлено восемь залежей, из которых лишь одна в центре

поднятия имеет размеры 2,1 х 0,5 км, а другие значительно меньше и вскрыты одной-двумя скважинами. Самое высокое гипсометрическое положение пласта отмечено по скважине 152 и составляет минус 1150,1 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины по скважинам изменяются от 0,8 до 5,4 м. Запасы её отнесены к категории C_2.

Особенностью пласта C_1бр-4 является наличие латерального выклинивания, что было учтено и при построении карты. Всего по пласту выявлено семь залежей. По данным ГИС и опробований наиболее высокая абсолютная отметка пласта отмечена по скважине 5. Наиболее крупной является залежь широтного простирания в районе скважины 724, которая имеет размеры 1,8 х 0,5 км, другие значительно меньше. Эффективные нефтенасыщенные толщины по скважинам изменяются от 1,0 до 2,0 м. Запасы обоих пластов отнесены к категории C_2.

Залежи нефти бобриковского горизонта характеризуются достаточно широким изменением толщин по площади месторождения, что в определенной степени связано с наличием или отсутствием коллекторов выделяемых в разрезе пластов.

Характеристика толщин и неоднородности продуктивных пластов представлена в таблице 4.1. Общая толщина бобриковских отложений составляет в среднем 12,4 м, общая нефтенасыщенная - 5,6 м, эффективная нефтенасыщенная – 3,8 м, эффективная водонасыщенная – 1,1 м. Коэффициент песчанистости продуктивной части разреза, в среднем, составляет 0,8 доли ед., расчлененности – 1,6 доли ед., что в целом говорит о выраженной неоднородности коллектора.

Таблица 4.1 – Характеристика толщин и неоднородности продуктивных пластов бобриковского горизонта

Параметры	Наименование	Пласт в целом
Общая толщина, м	Среднее значение	12,4
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,247
	Интервал изменения	6,1-21,2
Общая нефтенасыщенная толщина, м	Среднее значение	5,6
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,717
	Интервал изменения	0,6–17,0
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Среднее значение	3,8
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,610
	Интервал изменения	0,6–10,8
Эффективная водонасыщенная толщина, м	Среднее значение	1,1
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,488
	Интервал изменения	0,5-1,7
Коэффициент песчанистости, доли ед.	Среднее значение	0,80
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,303
	Интервал изменения	0,21-1,0
Коэффициент расчлененности, доли ед.	Среднее значение	1,6
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,454
	Интервал изменения	1-4

Исследование свойств нефти бобриковского горизонта в пластовых условиях проводилось по 48 пробам, отобранным из пяти скважин Тат-Кандызского месторождения, в поверхностных условиях – по 15 пробам, отобранным из пяти скважин того же месторождения. Геолого-физическая характеристика бобриковского горизонта представлена в таблице 4.2. Средние значения основных параметров нефти, полученные по результатам анализов, следующие: давление насыщения – 2,05 МПа, газосодержание – 16,5 м^3/т, объемный коэффициент – 1,038, динамическая вязкость пластовой нефти составляет 18,61 мПа·с. Плотность пластовой нефти 856,0 кг/м^3, сепарированной – 887,0 кг/м^3. По данным анализов поверхностных проб нефть бобриковского горизонта относится к группе тяжелой нефти с повышенной вязкостью, высокосернистая, парафинистая.

Таблица 4.2 – Геолого-физическая характеристика бобриковского горизонта

Параметры	**Размерность**	**Значения**
Средняя глубина залегания кровли	м	1480
Абсолютная отметка ВНК	м	-1175
Тип залежи		сводового типа, литологически осложненный
Тип коллектора		терригенный
Площадь нефте/газоносности	тыс. $м^2$	22116
Средняя общая толщина	м	12,4
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	3,8
Средняя эффективная водонасыщенная толщина	м	1,1
Коэффициент пористости	доли ед.	0,187
Коэффициент нефтенасыщенности пласта	доли ед.	0,854
Проницаемость	$мкм^2$	0,478
Коэффициент песчанистости	доли ед.	0,80
Расчлененность	ед.	1,6
Начальная пластовая температура	^oC	25
Начальное пластовое давление	МПа	14,8
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа·с	18,61
Плотность нефти в пластовых условиях	$г/см^3$	0,856
Плотность нефти в поверхностных условиях	$г/см^3$	0,887
Объемный коэффициент нефти	доли ед.	1,038
Содержание парафина в нефти	%	3,7
Давление насыщения нефти газом	МПа	2,1
Газосодержание	$м^3/т$	16,42
Вязкость воды в пластовых условиях	мПа·с	1,72
Плотность воды в поверхностных условиях	$г/см^3$	1,165
Сжимаемость	$1/МПа·10^{-4}$	
нефти		8
воды		4,6
породы		1,4
Коэффициент вытеснения	доли ед.	0,575
Коэффициент продуктивности	$м^3$/сут · МПа	4,4

4.2. Цифровая фильтрационная модель месторождения

Моделирование разработки залежей Тат-Кандызского нефтяного месторождения проведено с целью изучения технологических показателей при различных системах разработки для выбора наиболее оптимального варианта, при котором достигается наибольший КИН при высокой экономической

эффективности нефтедобычи. Созданы геологическая и гидродинамическая модели пласта.

Общий вид гидродинамической модели с разделением на регионы запасов представлен на рисунке 4.3.

Выбор моделирующей программы

Фильтрационное моделирование выполнялось с помощью расчетных программ, реализующих численное решение системы уравнений, описывающих фильтрацию пластовых флюидов и закачиваемых агентов с учетом их взаимодействия с горной породой.

Обоснование размерности сеток и схемы выделения слоев

Как правило, геологическая модель имеет очень высокую степень детальности, что практически невозможно для использования в гидродинамическом моделировании из-за ограниченности ресурсов памяти и неприемлемом времени расчета. В связи с относительно небольшими размерами месторождения в фильтрационной модели были сохранены размеры и количество ячеек геологических моделей пластов.

При нанесении расчетной сетки выполнено условие, что между скважинами не менее трех сеточных блоков. Особенно внимательно надо к этому подходить, если объект содержит ГС и наклонные скважины. Кроме того, размеры расчетной сетки устанавливаются еще и с целью минимизации времени расчета, но без значительного ущерба для принципиальных деталей описания структуры самого объекта. Время расчета – очень важный параметр в технологии процесса моделирования, поскольку в процессе адаптации модели по истории разработки требуется проведение большой серии расчетов для достижения приемлемого варианта гидродинамической модели объекта.

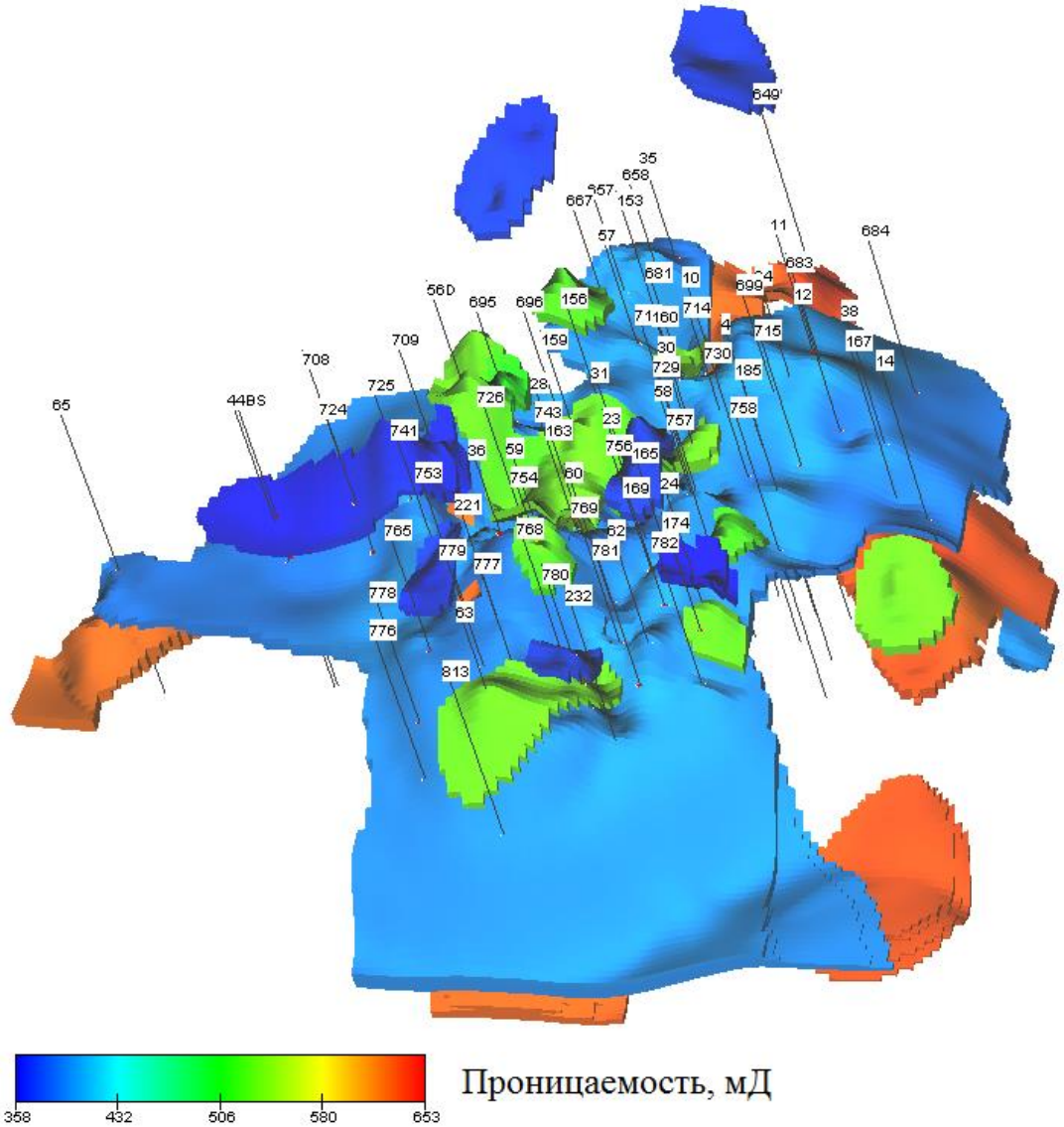


Рисунок 4.3 – Общий вид гидродинамической модели пласта C_1bb и распределение проницаемости

По рисунку 4.3 видно, что модель достаточно неоднородна по проницаемости и по простиранию коллектора. Верхние и нижние пропластки отличаются по проницаемости практически в два раза.

Геометрические параметры полученных сеток представлены в таблице 4.3. Сопоставление подсчетных параметров и запасов нефти приведено в таблицах 4.4-4.7.

Таблица 4.3 – Основные сравнительные характеристики трехмерных моделей пласта C_1bb

Модель	Размеры области моделирования, км	Число ячеек сетки по трем направлениям			Горизонтальные размеры блока сетки, м	Вертикальные размеры блока сетки, м	Число активных блоков модели
		NX	NY	NZ			
ГМ	8,6x7,9	173	158	111	50x50	0,3	84591
ФМ	8,6x7,9	173	158	111	50x50	0,3	84591

Таблица 4.4 – Сопоставление запасов нефти по фильтрационной модели с запасами госбаланса, пласт Сбр-1

Параметр	Гос. баланс	Модель	Расхождение	
			ед.	%
Начальные геологические запасы нефти, тыс. т	2475	2422,8	-52,2	-2,1
Объем нефтенасыщенных пород, тыс. $м^3$	16223	15231,9	-991,1	-6,5
Площадь нефтеносности, тыс. $м^2$	5965	6735	770	11,4
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	2,28	2,26	-0,02	-0,9
Средний коэф. пористости (нефтяная часть), доли ед.	0,205	0,206	0,001	0,5
Средний коэф. начальной нефтенасыщенности, доли ед.	0,904	0,901	-0,003	-0,3

Таблица 4.5 – Сопоставление запасов нефти по фильтрационной модели с запасами госбаланса, пласт Сбр-2

Параметр	Гос. баланс	Модель	Расхождение	
			ед.	%
Начальные геологические запасы нефти, тыс. т	3981	3798,8	-182,2	-4,8
Объем нефтенасыщенных пород, тыс. $м^3$	32812	30159,6	-2652,4	-8,8
Площадь нефтеносности, тыс. $м^2$	13961	14070	379	2,7
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	2,07	2,14	0,07	3,3
Средний коэф. пористости (нефтяная часть), доли ед.	0,178	0,179	0,001	0,6
Средний коэф. начальной нефтенасыщенности, доли ед.	0,828	0,823	-0,005	-0,6

Таблица 4.6 – Сопоставление запасов нефти по фильтрационной модели с запасами госбаланса, пласт Сбр-3

Параметр	Гос. баланс	Модель	Расхождение	
			ед.	%
Начальные геологические запасы нефти, тыс. т	566	457,8	-108,2	-23,6
Объем нефтенасыщенных пород, тыс. $м^3$	4687	3556,4	-1130,6	-31,8
Площадь нефтеносности, тыс. $м^2$	3225	2605	-620	-23,8
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	1,37	1,36	-0,01	-0,7
Средний коэф. пористости (нефтяная часть), доли ед.	0,183	0,188	0,005	2,7
Средний коэф. начальной нефтенасыщенности, доли ед.	0,803	0,787	-0,02	-2,03

Таблица 4.7 – Сопоставление запасов нефти по фильтрационной модели с запасами госбаланса, пласт Сбр-4

Параметр	Гос. баланс	Модель	Расхождение	
			ед.	%
Начальные геологические запасы нефти, тыс. т	122	239,8	117,8	49,1
Объем нефтенасыщенных пород, тыс. $м^3$	1423	2720,7	1297,7	47,7
Площадь нефтеносности, тыс. $м^2$	2352	2327,5	-24,5	-1,1
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	1,17	1,17	0,0	0,0
Средний коэф. пористости (нефтяная часть), доли ед.	0,139	0,143	0,004	2,8
Средний коэф. начальной нефтенасыщенности, доли ед.	0,745	0,709	-0,03	-5,0

Начальные условия

Начальные условия в пласте в виде распределения давления и насыщенности по ячейкам рассчитываются на нулевой момент времени, соответствующий статическому равновесию, при котором скорости фаз равны нулю и давление является функцией глубины с учетом действия капиллярно-гравитационных сил. Для расчета начального состояния залежи задана отметка ВНК и значения давления на приведенной глубине.

На части границ областей, где отсутствует связь с водонапорной областью, задается условие непроницаемости, то есть условие отсутствия потока через

границу. Учет влияния водоносных горизонтов осуществлялся численным моделированием.

Задание условий на границах расчетной области и моделирование пластовой водонапорной системы

Водонапорная система месторождения смоделирована исходя из принципа соответствия расчетных и фактических значений пластовых и забойных давлений. Размеры и свойства законтурной области заданы численным методом путём увеличения порового объема на границе модели. Степень ее воздействия на залежи оценивалась исходя из темпов падения пластового давления и дебитов жидкости работающих скважин.

Моделирование скважин

В гидродинамические модели месторождения для воспроизведения истории разработки были заложены следующие исходные данные по скважинам:

- траектории скважин, координаты забоев и пластопересечений в соответствии с геологической моделью месторождения;
- динамика дебитов нефти, воды, жидкости из базы данных с начала разработки по состоянию на 01.01.2017;
- динамика интервалов перфораций и изоляций скважин, а также геолого-технические мероприятия по скважинам в соответствии с проектной базой данных на тот же период;
- результаты промыслово-геофизических исследований добывающих скважин.

На начало прогноза дебиты жидкости в действующих скважинах приняты на уровне фактических среднегодовых за год, предшествующий прогнозному.

Проектные добывающие скважины вводились в разработку с заданными забойными давлениями и установлением верхнего предела дебита жидкости.

В математическую модель для проектных добывающих и нагнетательных скважин заложен порядок ввода каждой скважины по годам, время работы каждой скважины определено в соответствии с графиком разбуривания месторождения.

При прогнозе выработки запасов нефти для всех залежей критериями выбытия добывающих скважин из действующего фонда приняты достижение предельно допустимого дебита нефти в продукции скважин – 0,5 $м^3$/сут и обводненности – 98 %.

Уточнение параметров (адаптация) фильтрационной модели

На Тат-Кандызском месторождении значительную историю разработки имеют все пласты, кроме Пирамидального поднятия объекта C_1kz. Цель адаптации – достижение приемлемого совпадения расчетных и фактических показателей по динамике забойных давлений в скважинах, дебитам нефти и обводненности. При адаптации модели согласование расчетных дебитов нефти и воды с фактическими производилось по дебиту жидкости.

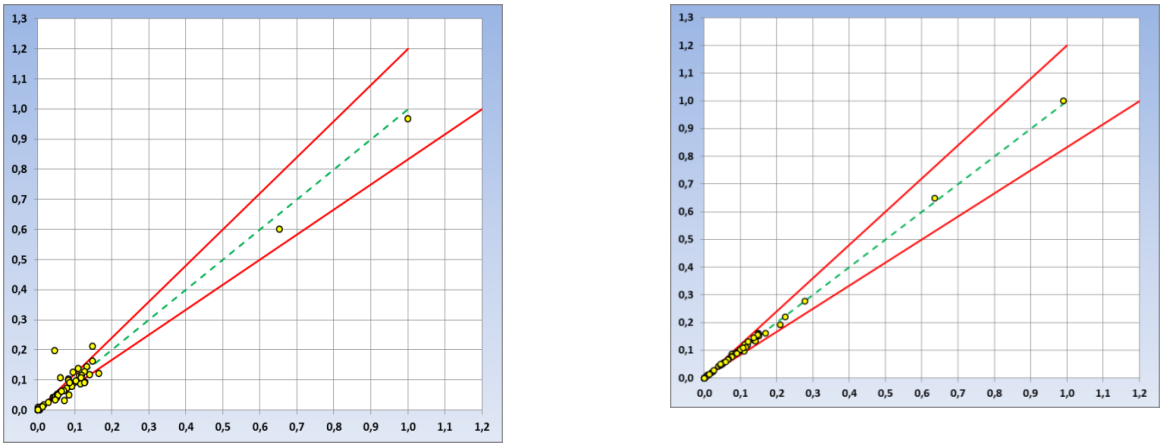
Регулируемыми параметрами модели при адаптации являлись:

- объем водоносного горизонта и его проводимость (проницаемость);
- поле абсолютных проницаемостей пласта;
- относительные фазовые проницаемости (ОФП).

Особое внимание уделено построению модифицированных функций фазовых проницаемостей. Функции ОФП, входящие в уравнения фильтрации многофазных жидкостей, в настоящее время определяются на малых образцах породы (кернах), которые представляют лишь незначительную часть объема пласта. Так как реальным коллекторам нефти свойственны неоднородности различного масштаба осреднения, то функции ОФП, определенные на кернах, не являются точной характеристикой многофазного течения в пласте и должны быть модифицированы. С помощью фильтрационной модели при адаптации разработки по известной динамике добычи нефти и воды, подобраны функции модифицированных фазовых проницаемостей для каждого объекта разработки.

Кросс-плоты по накопленной добыче нефти и жидкости представлены на рисунке 4.4, из которого видно, что 70 % основных добывающих скважин находится в пределах погрешности.

На рисунках 4.5 – 4.10 представлены карты распределения плотности подвижных запасов на начало расчетного периода и на конец разработки. Как видно из рисунков, пласт $C_{1\text{-}2}$bb вырабатывается лучше, чем пласт $C_{1\text{-}1}$bb.



нефть жидкость

Рисунок 4.4 – Кросс-плот по накопленной добыче. Пласт C_1bb

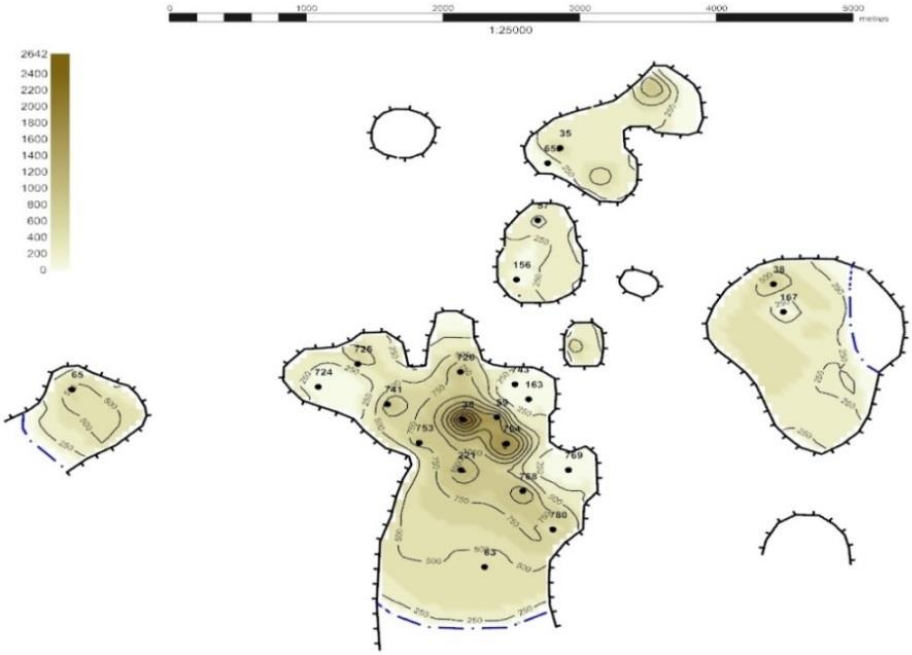


Рисунок 4.5 – Распределение плотности подвижных запасов нефти на начало прогноза. Пласт $C_{1\text{-}1}$bb

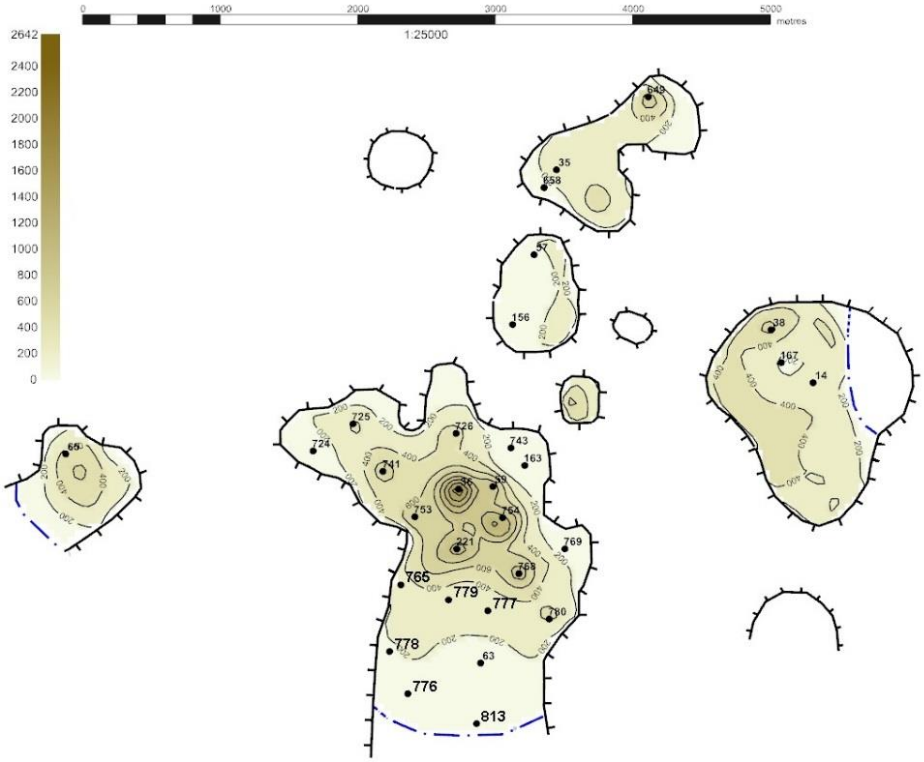


Рисунок 4.6 – Распределение плотности подвижных запасов нефти на конец разработки. Пласт $C_{1\text{-}1}bb$

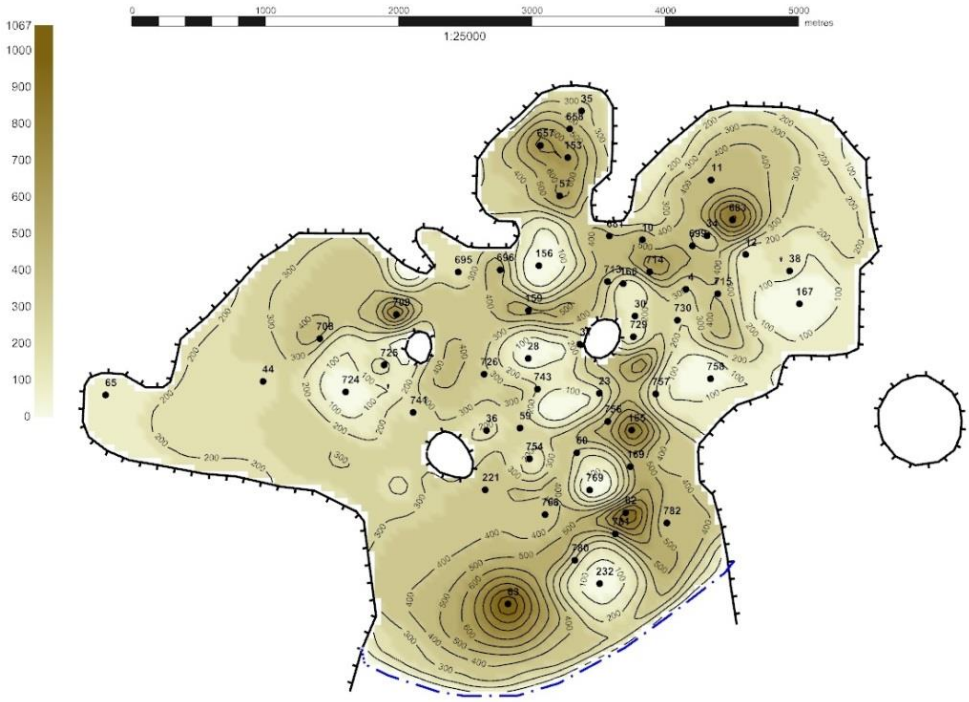


Рисунок 4.7 – Распределение плотности подвижных запасов нефти на начало прогноза. Пласт $C_{1\text{-}2}bb$

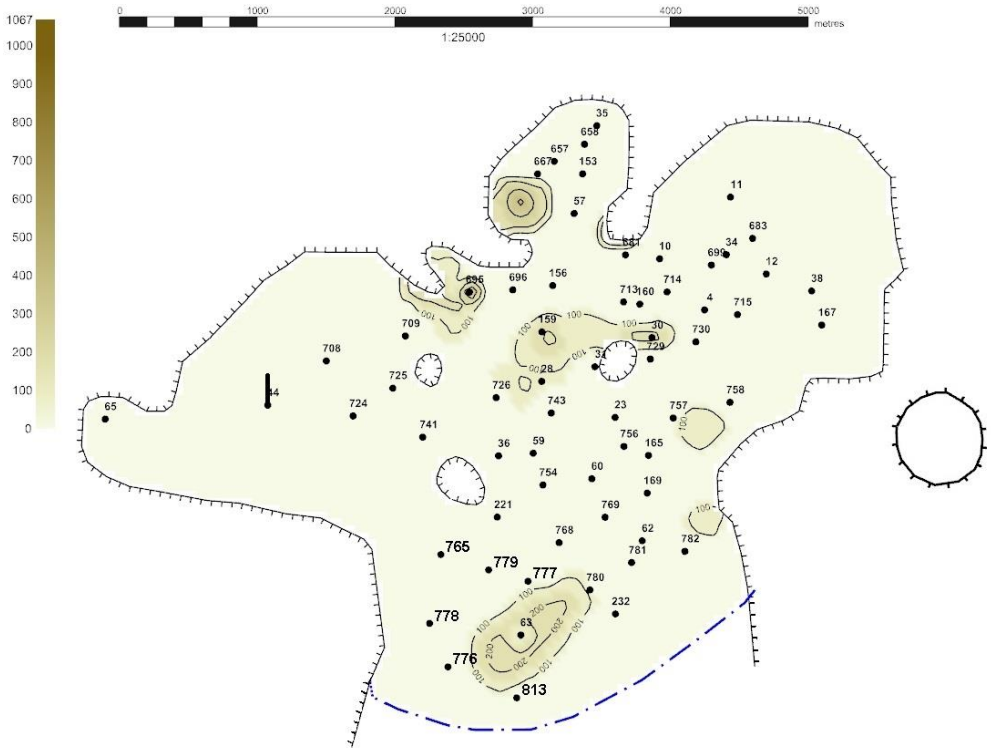
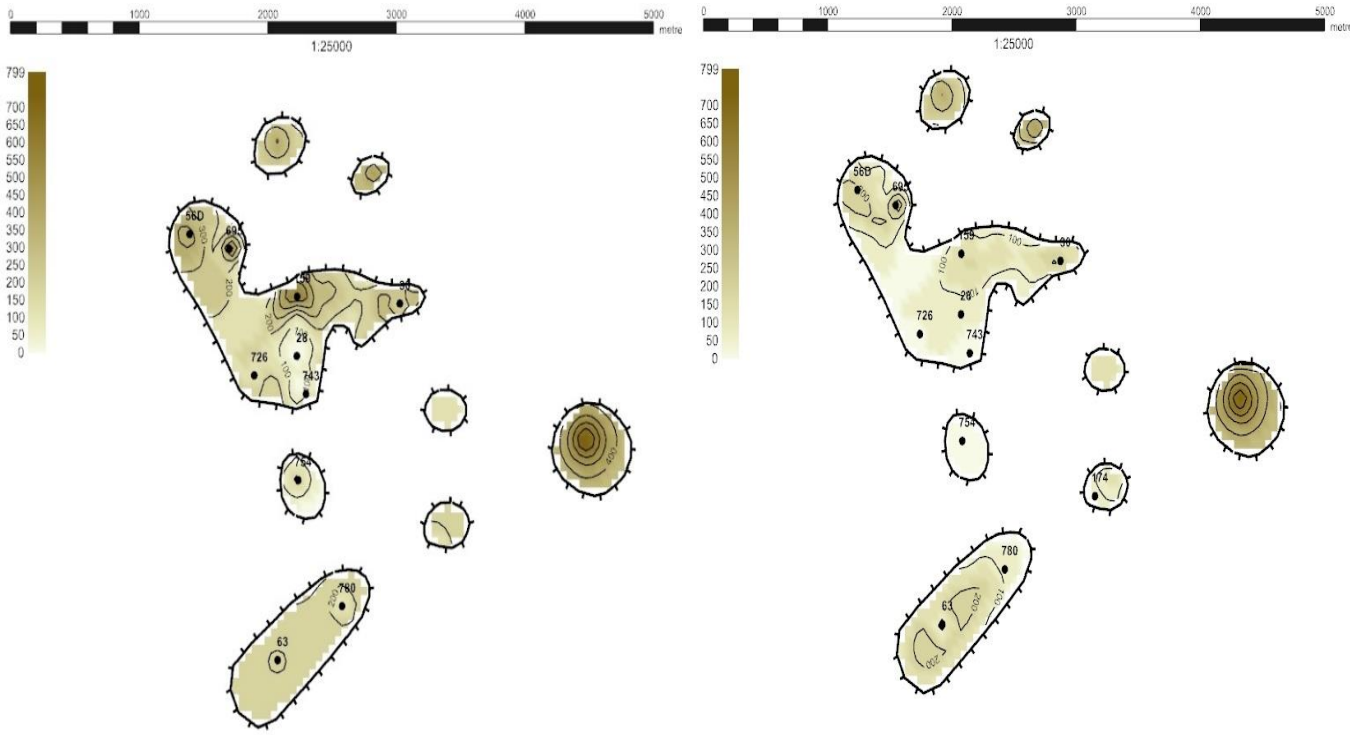
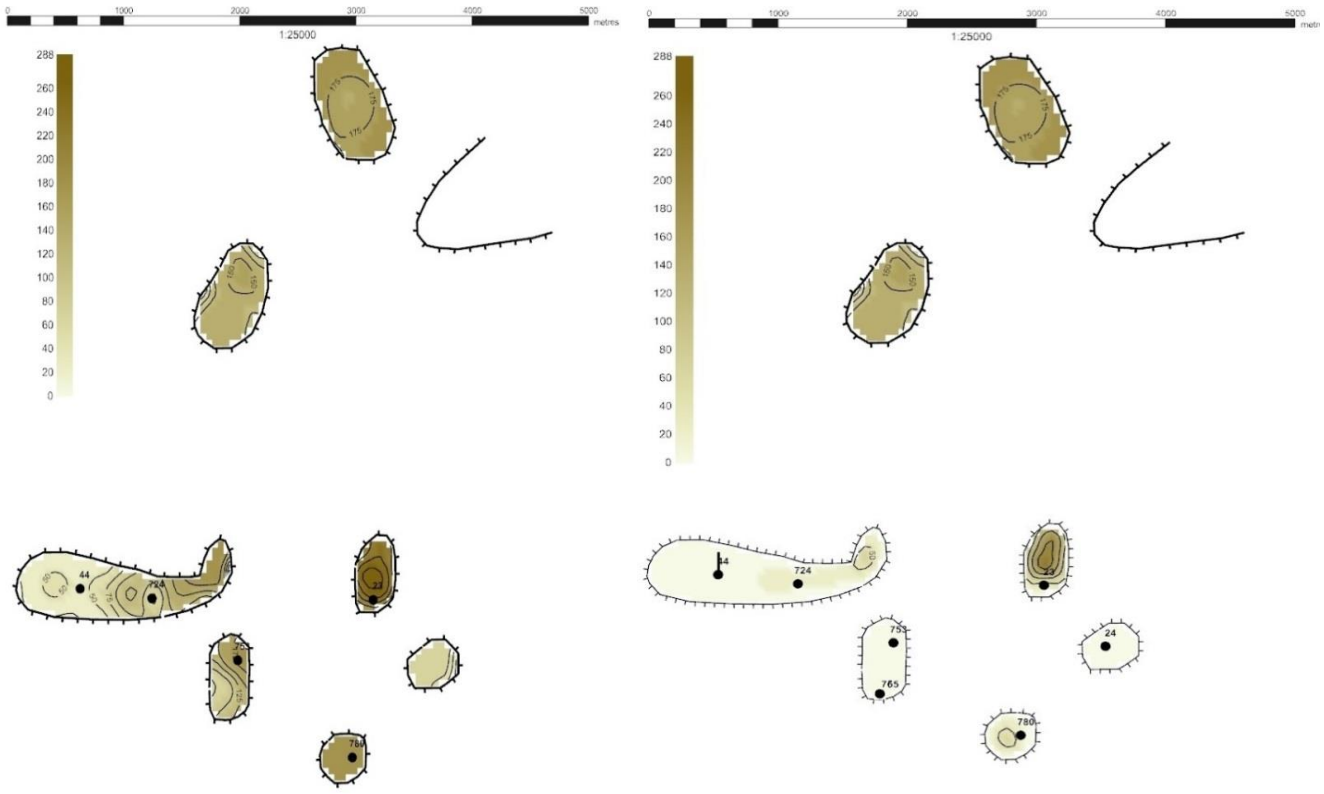


Рисунок 4.8 – Распределение плотности подвижных запасов нефти на конец разработки. Пласт $C_{1\text{-}2}bb$



Начало прогноза Конец прогноза

Рисунок 4.9 – Распределение плотности подвижных запасов. Пласт $C_{1\text{-}3}bb$



Начало прогноза Конец прогноза

Рисунок 4.10 – Распределение плотности подвижных запасов. Пласт $C_{1\text{-}4}bb$

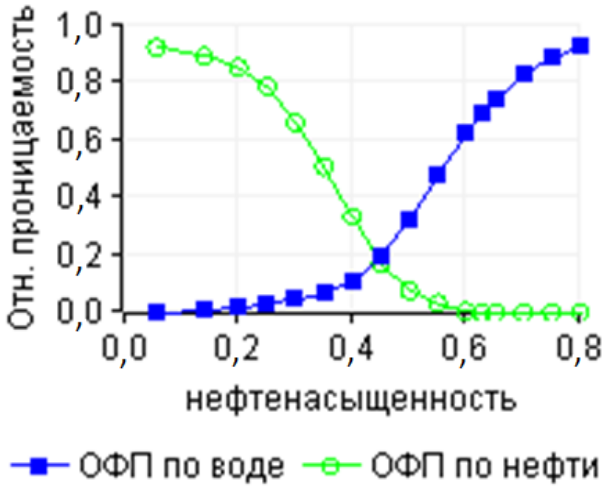
4.3. Расчеты по определению влияния градиента динамического давления сдвига на технологические показатели разработки

В процессе работы применялась модель, адаптированная по истории разработки, на основе которой рассчитаны технологические показатели разработки на прогнозный период. В данной модели применялась постоянная вязкость и влияние скорости фильтрации нефти на её вязкость не учитывалось. Как известно, нефть, вязкость которой зависит от приложенного к ней усилия, является неньютоновской. Нефть бобриковского горизонта Тат-Кандызского нефтяного месторождения имеет СМС согласно проведенным исследованиям, результаты которых представлены в первой главе данной работы. При низких перепадах давления и, следовательно, низких скоростях фильтрации вязкость наивысшая для

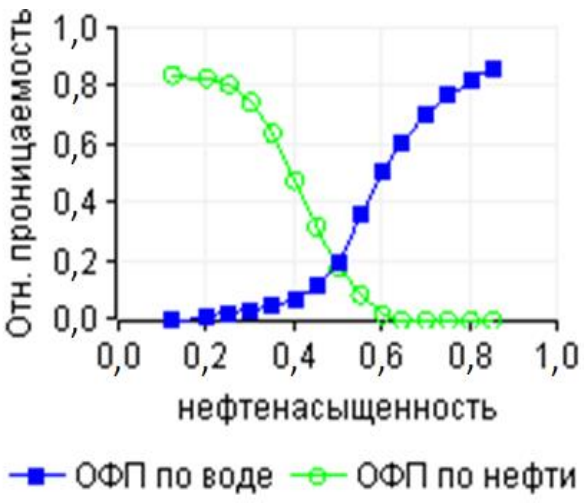
данной нефти. При увеличении перепада давления она уменьшается до значений вязкости в установившемся режиме течения.

Задание вязкости с учётом влияния перепада давления и СМС позволяет получить более адекватную модель.

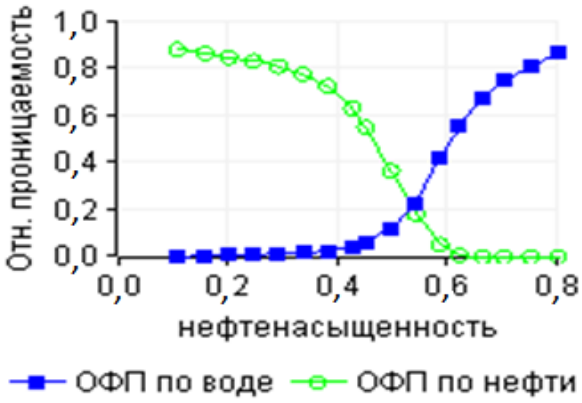
После изменения метода определения вязкости в модели изменяются основные параметры разработки, в связи с чем проводится повторная адаптация. Результат достигнут посредством изменения формы кривых ОФП и адаптации забойных давлений по некоторым скважинам. Начальный вид кривых и модифицированные кривые ОФП представлены на рисунках 4.11. - 4.12, график изменения среднего перепада давления по скважинам для различных вариантов разработки по годам представлен на рисунке 4.13. Как видно из рисунка 4.12, ОФП по воде занижены по сравнению с первым вариантом, чтобы выйти на те же уровни добычи нефти.



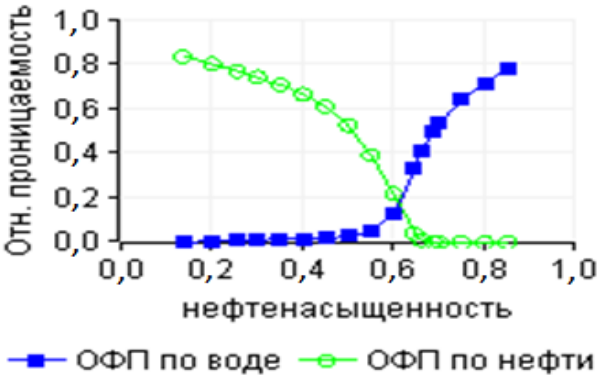
пласт Сбр-1



пласт Сбр-2

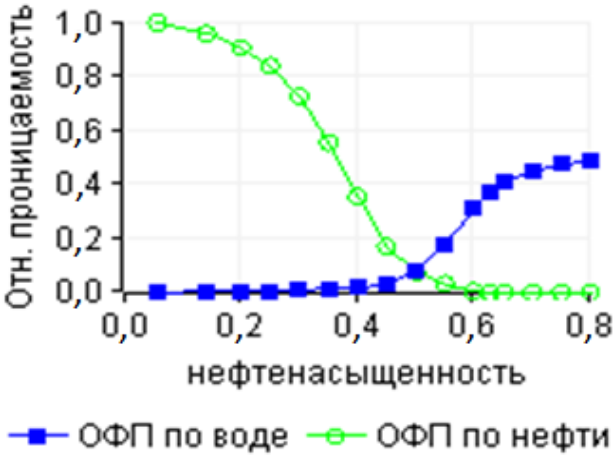


пласт Сбр-3

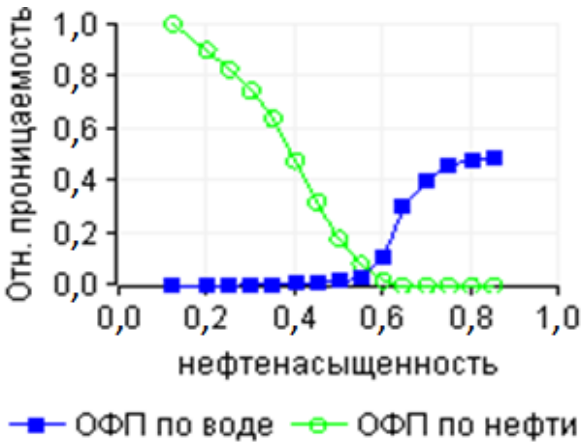


пласт Сбр-4

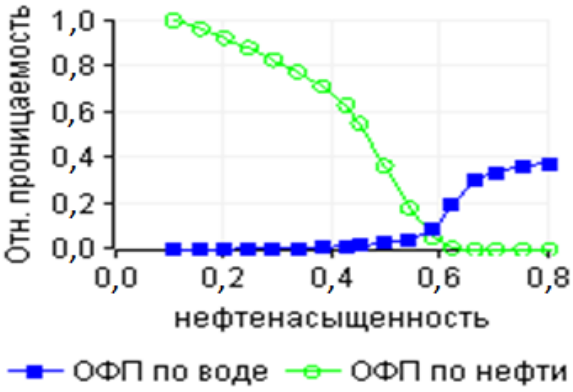
Рисунок 4.11 – Модифицированные зависимости ОФП для нефти от водонасыщенности для ньютоновской нефти



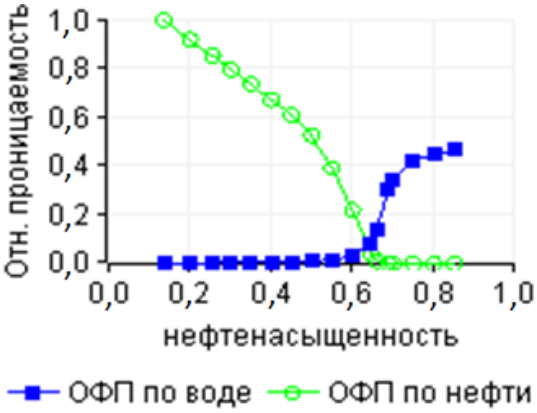
пласт Сбр-1



пласт Сбр-2



пласт Сбр-3



пласт Сбр-4

Рисунок 4.12 – Модифицированные зависимости ОФП для нефти от водонасыщенности с учетом СМС

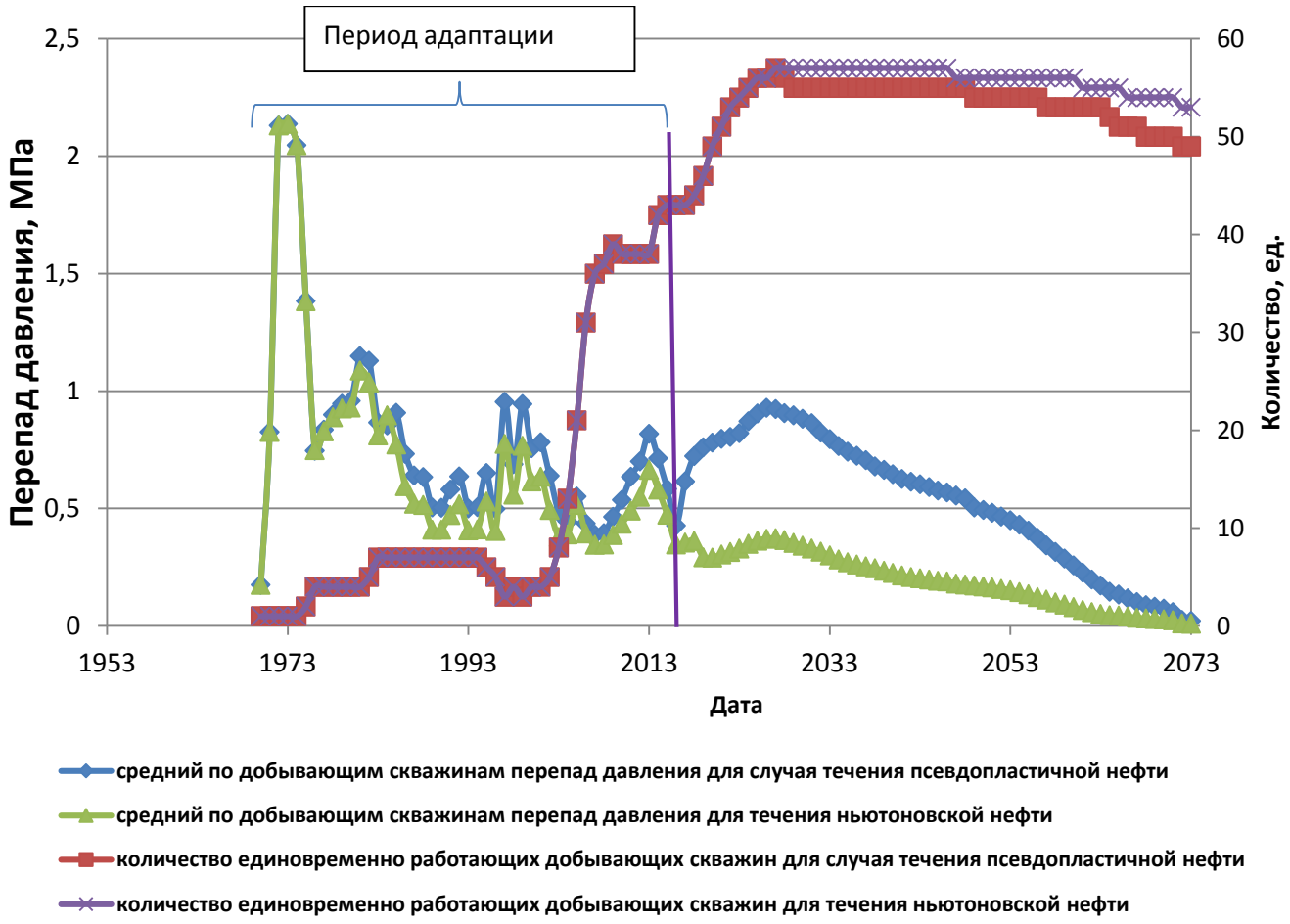


Рисунок 4.13 – График изменения среднего перепада давления по скважинам для различных вариантов разработки по годам

Как видно из рисунка 4.13, в период адаптации для случая течения псевдопластичной нефти, чтобы поддерживать аналогичный приток жидкости, приходится работать с большим перепадом давления, чем в первом варианте. Увеличение перепада давления позволяет уменьшить влияние проявления неньютоновских свойств [133].

На рисунках 4.14, 4.15 приведены графики накопленной добычи нефти и жидкости, используемые при адаптации разработки. В первом случае графики приведены с адаптацией без учета зависимости вязкости нефти от перепада давления, во втором – с учетом СМС нефти. На рисунке 4.15 представлен результат с видоизмененными кривыми ОФП, в котором показано, что модель успешно адаптирована с новыми входными данными.

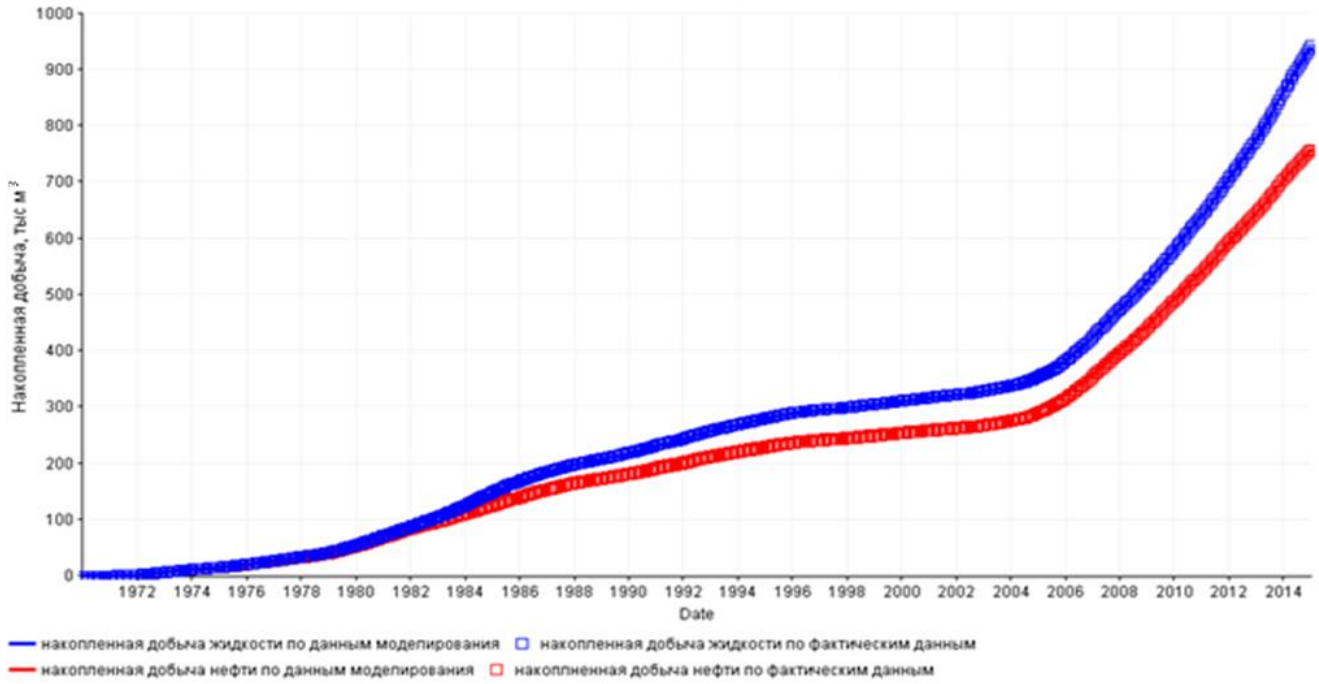


Рисунок 4.14 – График истории накопленной добычи нефти и жидкости по модели и по фактическим данным без учета предельных значений ГДДС

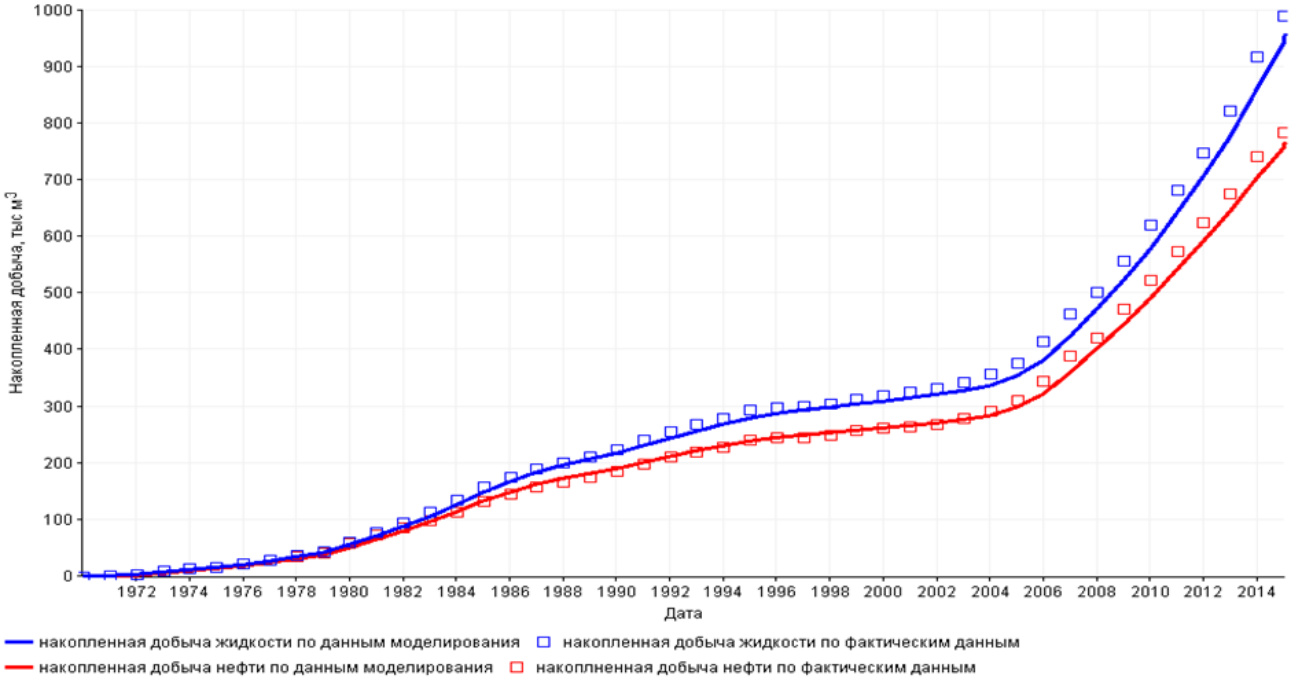


Рисунок 4.15 – График истории накопленной добычи нефти и жидкости по модели и по фактическим данным с учетом предельных значений ГДДС по новым ОФП

На рисунке 4.16 приведены графики водонефтяного фактора (ВНФ) на примере Тат-Кандызского нефтяного месторождения на период с начала разработки до конца прогнозного периода.

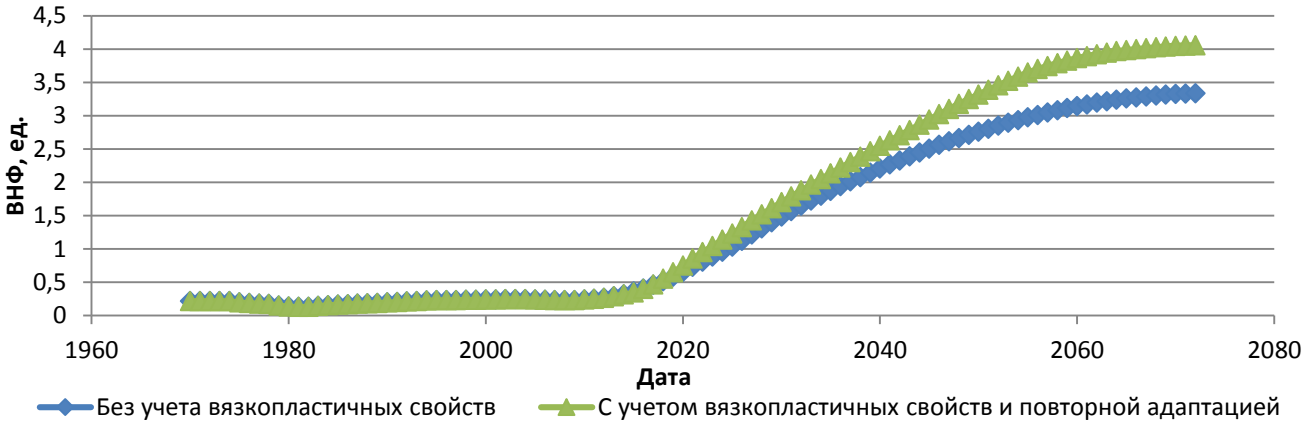


Рисунок 4.16 – ВНФ для двух адаптированных моделей с учетом и без учета вязкопластичных свойств нефти

Из рисунка 4.16 видно, что значения ВНФ для расчета с учетом СМС нефти гораздо выше, чем без него, что связано с задержкой вытеснения нефти и просачиванием воды по свободным каналам. Если сравнить два вида моделей, в случае отсутствия учета предельных ГДДС в расчетах на прогноз получается более завышенный КИН, который может отличаться до 31 % от исходного варианта.

При моделировании разработки нефтяных объектов обычно устанавливается целевые показатели добычи нефти, что подразумевает адаптацию при прогнозном расчете на определенные заранее показатели по добыче нефти для группы скважин. Это означает, что добыча нефти со скважин стремится к определенным значениям и ограничена только минимально допустимым забойным давлением и максимально допустимой обводненностью. В нашем случае максимально допустимый дебит по жидкости ограничен в отметке 100 м^3 в сутки, что практически не достигается ни одной скважиной за всю историю разработки и в расчетах на прогнозный период (максимум 89 м^3 по скважине 44BS). Таким образом, по параметру накопленной добычи нефти в обеих моделях мы получаем практически идентичные показатели.

Разница проявляется в добыче воды – в варианте с учетом предельных значений ГДДС и ГДПРС добыча воды существенно выше. График ВНФ для обоих вариантов приведен на рисунке 4.16, из которого видно, что на конец расчетного периода в конце разработки накопленная добыча воды для варианта с учетом вязкопластичных свойств гораздо больше, чем для варианта без его учета. Значения ВНФ составляют 3,33 и 4,056 для первого и второго вариантов соответственно.

Общий вид объекта на карте нефтенасыщенности и расположение скважин представлены на рисунке 4.17.

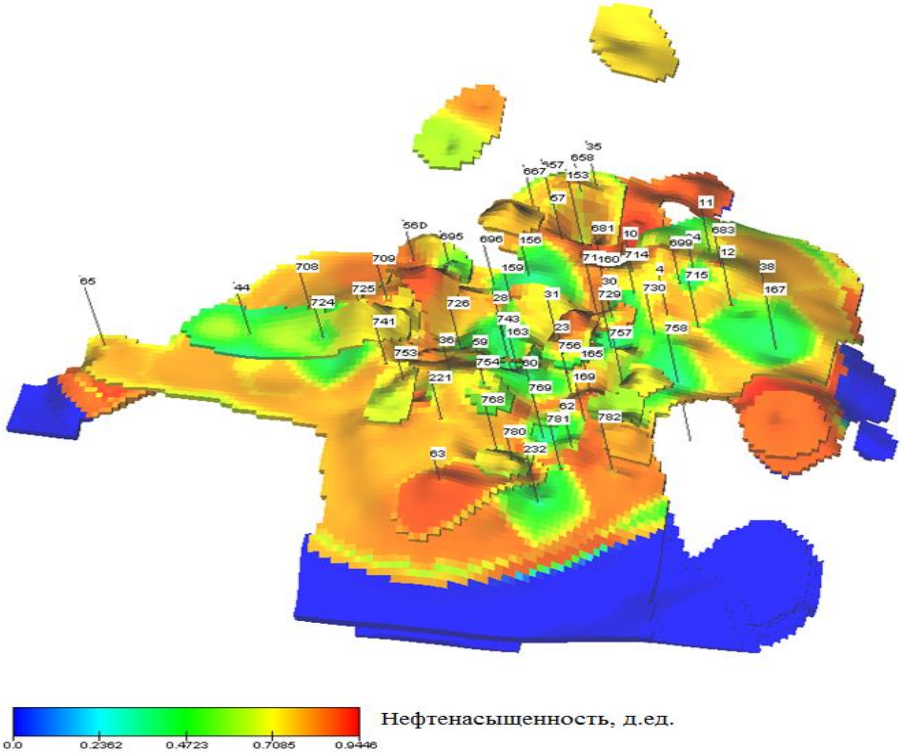


Рисунок 4.17 – Общий вид бобриковского горизонта Тат-Кандызского месторождения на начало прогнозного периода

Как видно из рисунка 4.17, расположение скважин по площади достаточно равномерное, прослеживается треугольная сетка скважин.

На этой же адаптированной по истории разработки модели был проведён эксперимент, в результате которого выявлена разница по добыче нефти и жидкости при разных перепадах давления на забоях добывающих скважин. На прогнозный

период были рассчитаны варианты модели с перепадами давления в скважине 0,1; 0,4 и 0,8 МПа для первого и второго вариантов, чтобы выявить, насколько будет различаться добыча нефти и воды (рисунок 4.18). Результаты моделирования показали, что равнозначное увеличение перепада давления от 0,1 до 0,4 и 0,8 МПа дало прирост в добыче на конец расчетного периода в первом варианте на 37 и 53 % соответственно, а для второго варианта расчета – на 43 и 72 % соответственно. Этот факт указал на преимущества высоких темпов разработки и большую чувствительность к перепадам давления для месторождений нефти с выраженными неньютоновскими свойствами.

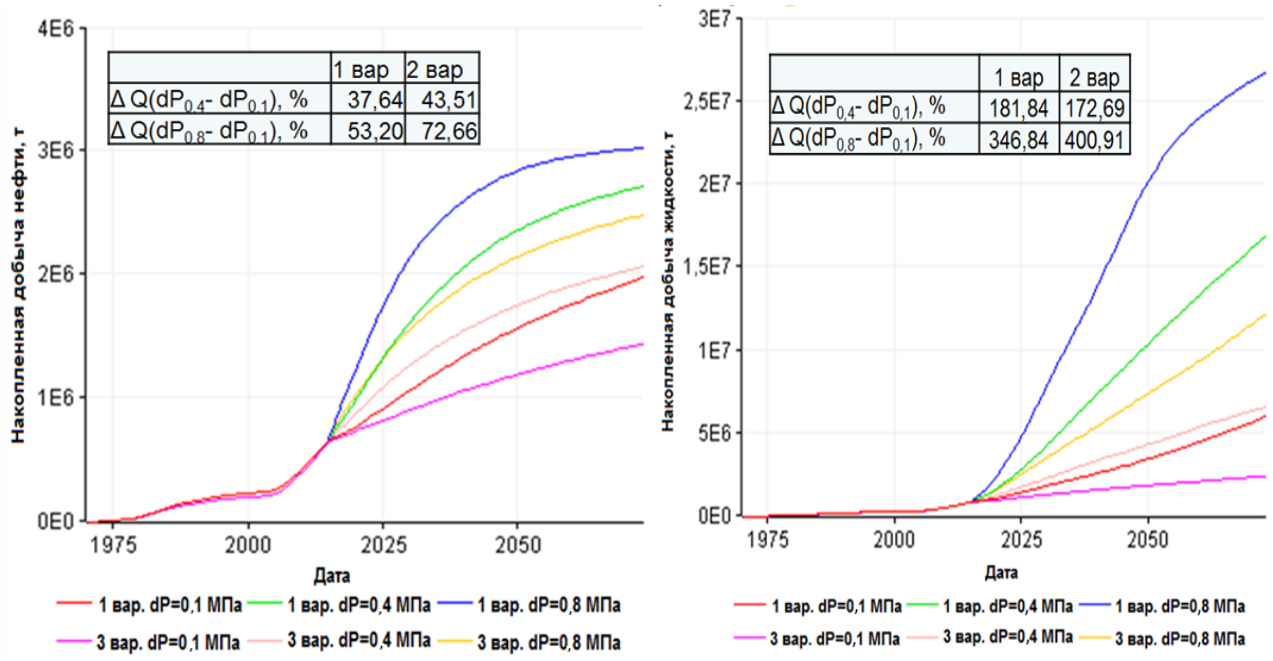


Рисунок 4.18 – График изменения накопленной добычи нефти и жидкости для различных вариантов

На основе гидродинамических моделей нефтяных залежей бобриковского горизонта Тат-Кандызского нефтяного месторождения были проведены расчеты, которые позволили дать более вероятную количественную оценку и уточнить ожидаемые дебиты при проектировании разработки месторождений на модели, учитывающей СМС. Для этого использовались два типа модели, где фильтрация нефти происходит по линейному и нелинейному закону, и на их основе строились

карты распределения остаточных подвижных запасов. По данным вариантам были сопоставлены расчеты на разные прогнозные даты таким образом, чтобы был одинаковый КИН для обоих вариантов (без привязки к параметру времени). Для каждого варианта были размещены три проектные скважины (рисунки 4.19, 4.20) с учетом распределения остаточных подвижных запасов нефти в каждом из них, и на их основе рассчитаны две модели на прогнозный период с учетом СМС нефти. Разницу в добыче между этими вариантами можно рассматривать как потенциальную потерю добычи нефти при использовании модели фильтрации, подчиняющейся линейному закону, вместо модели с учетом СМС [134].

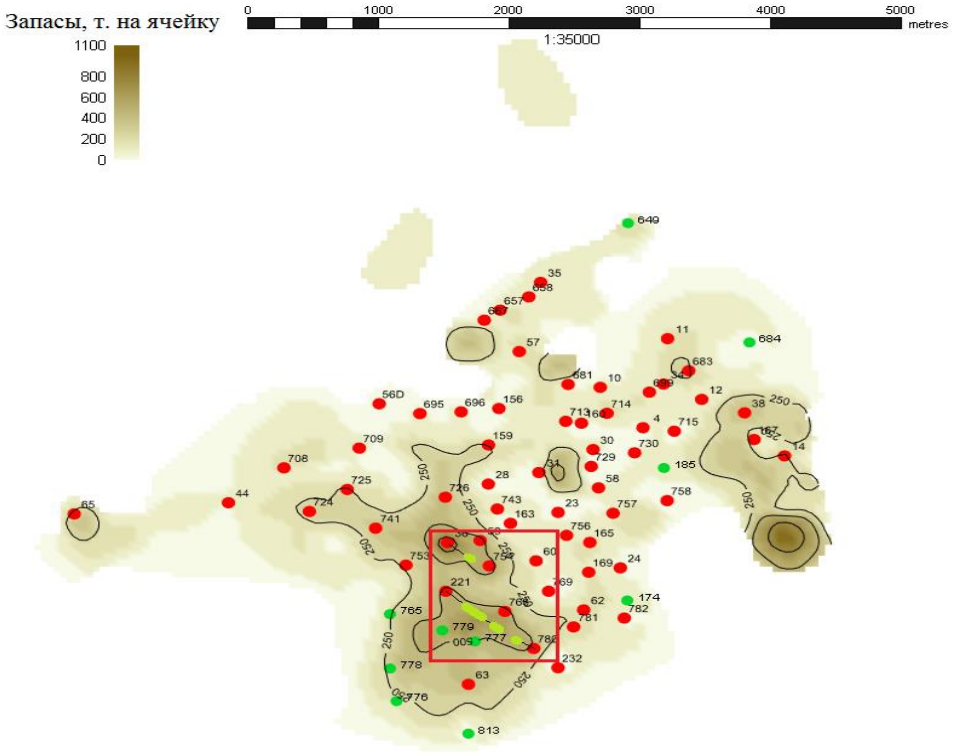


Рисунок 4.19 – Участки, выделенные для внедрения дополнительных мероприятий по бурению БС и БГС для первого варианта

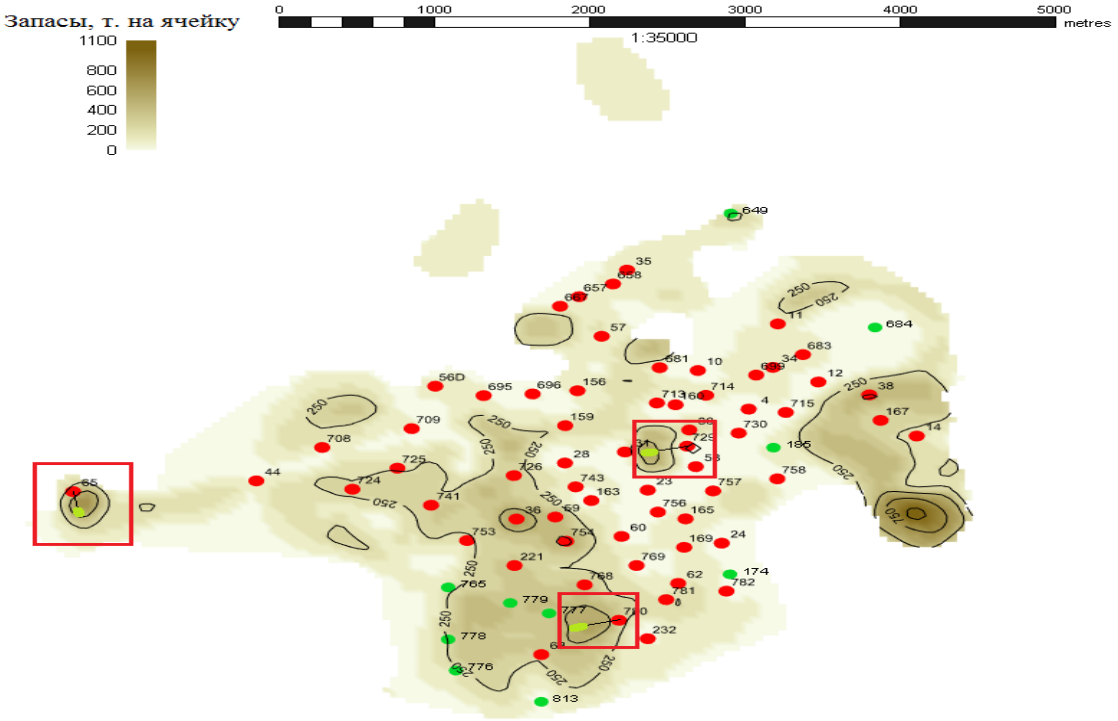


Рисунок 4.20 – Участки, выделенные для внедрения дополнительных мероприятий по бурению БС и БГС для второго варианта

Анализ технико-экономических показателей по двум вариантам показал, что чистый дисконтированный доход в варианте расчета с отметкой новых скважин с использованием карты распределения остаточных подвижных запасов, полученных на основе модели с нелинейным законом фильтрации, выше на 114 млн. рублей, чем в варианте, где карта распределения остаточных подвижных запасов была получена на модели с линейным законом фильтрации. Индекс доходности затрат при этом имеет значения 1,34 против 1,15 доли ед. по этим вариантам соответственно. Данные результатов эффекта от бурения дополнительных скважин по двум расчетам носят оценочный характер и варьируются в зависимости от того, насколько сильно отличается распределение текущих подвижных запасов по двум модификациям.

Оценив возможные потери добычи при неправильной расстановке скважин, можно перейти к вопросу зависимости КИН от ПСС для месторождений нефти со СМС нефти. Существование ПДНС является основополагающим фактором,

который предопределяет необходимость для таких случаев иных формулировок зависимости КИН от ПСС, так как радиус действия скважин в таких моделях не может рассматриваться как половина расстояния до соседней скважины и ограничен значениями ГДДС и имеющихся в пласте перепадов давления.

На основе модели Тат-Кандызского нефтяного месторождения проведены эксперименты по разуплотнению сетки скважин для выявления зависимости КИН от ПСС. То есть в каждом из следующих расчетов на гидродинамической модели не подключают одну или несколько скважин, пробуренных фактически, и модель рассчитывается без них. Таким образом, вся геолого-физическая информация, получаемая при бурении этих скважин, которые не подключаются в модели к разработке, не теряется и неопределенность по неоднородности пласта не увеличивается. Данная методика относится к регрессионным методам анализа по своему существу, но осуществима только в гидродинамических моделях, что подчеркивет преимущество представленного способа.

В первом расчете запускались все скважины, во втором все, кроме скважин 62, 169,756, 743,729, 160. В третьем расчете – все скважины со второго варианта, кроме 34, 657, 658, 30, 174. В четвертом варианте дополнительно выключаются скважины 778, 779, 780, 167, 153. В пятом варианте – 57, 10, 714, 59, 163. В шестом варианте – 695, 696, 725, 36, 165. В седьмом варианте – 683, 12, 715, 4, 185. В восьмом варианте – 58, 23, 754, 768, 781. В девятом варианте – 63, 753, 221, 159, 730. В десятом варианте – 60, 28, 757, 232, 758. В одиннадцатом варианте – 11, 156, 709, 724, 649. В двенадцатом варианте – 35, 667, 708, 777, 813.

Чтобы нивелировать вес конкретных скважин в общей системе, проводились расчеты еще по двум вариантам, в которых отключались разные скважины, и использовались средние значения по трем вариантам для расчета зависимости.

Для выявления коэффициента пропорциональности α в формуле В.Н. Щелкачёва за основу была принята зависимость, полученная И.М. Бакировым [47], учитывающая неоднородность пласта и подвижность нефти:

$$\alpha = 2{,}675 + 0{,}255 \cdot V_{\text{р}}^2 - 0{,}0272 \cdot \frac{k}{\mu}, \qquad (4.1)$$

где $V_{\text{р}}^2$ – квадрат коэффициента вариации расчетной неоднородности;

k –проницаемость, мкм^2,

μ – вязкость, Па·с.

На рисунке 4.21 представлены две зависимости КИН от ПСС, наложенные друг на друга. Можно заметить, что рассчитанные по модели значения КИН практически совпадают с рассчитанными по формуле (4.1) (с коэффициентом корреляции 0,96).

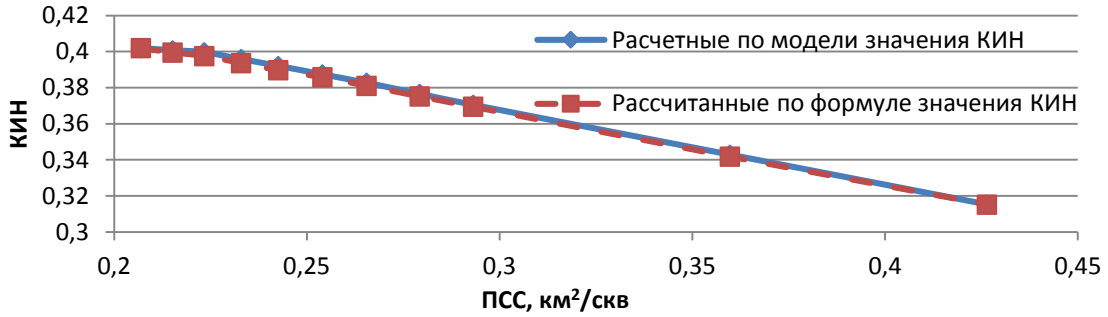


Рисунок 4.21 – Зависимость КИН от ПСС, рассчитанная для продуктивных отложений бобриковского горизонта Тат-Кандызского нефтяного месторождения

Данная формула была модифицирована автором для нефтяных отложений бобриковского горизонта с неньютоновскими свойствами нефти, которая позволяет более точно определять КИН для данных отложений:

$$\alpha = 1{,}12 + 0{,}255 \cdot V_{\text{р}}^2 - 0{,}03 \cdot \frac{k}{\mu_{\text{эфф}}}, \qquad (4.2)$$

где $\mu_{\text{эфф}}$ аналитически можно выразить формулой Девликамова:

$$\mu_{\text{эфф}} = \mu_0 - \frac{\mu_0 - \mu_m}{H_m - H}\left(\frac{dp}{dr} - H\right), \qquad (4.3)$$

где k –проницаемость, мкм^2,

μ – вязкость, Па·с,

μ_m – вязкость нефти с разрушенной структурой, постоянная, минимальная, Па·с,

μ_0 – вязкость наибольшая, постоянная и равная вязкости нефти с неразрушенной структурой, Па·с,

H и H_m – соответственно ГДДС и ГДПРС, Па/м.

Границей применимости формулы (4.2) является ограничение $k/\mu_{эфф}$ < 42, область определения зависимости 2 < S < 4,25 га/скв.

Закономерность изменения КИН по полученной формуле для условий продуктивных отложений бобриковского горизонта прослеживается также в расчетах для адаптированных моделей Камышлинского и Вишнево-Полянского месторождений. Основные пластовые свойства и свойства нефти, использованные в модели данных, представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Пластовые свойства и свойства нефти продуктивных отложений бобриковского горизонта Тат-Кандызского нефтяного месторождения

Параметр	Камышлинское	Вишнево-Полянское
Давление пластовое, МПа	13,3	10
Температура пластовая, °С	26	25
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м^3	889,0	918,0
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	103,3	155
Давление насыщения нефти газом, МПа	3,1	2,6
Газовый фактор, м^3/ м^3	10,49	6,9
Проницаемость, мкм^2	0,303	0,869
Массовое содержание, %		
- смол силикагелевых	26,8	15
- асфальтенов	5,1	8,3
- парафинов	12,3	2,9

Таблица 4.9 – Результаты исследования зависимости α на Камышлинском и Вишнево-Полянском нефтяных месторождениях

Месторождение	Полученное уравнение
Камышлинское	$\alpha = 1{,}1 + 0{,}255 \cdot V_p^2 - 0{,}032 \cdot \frac{k}{\mu_{эфф}}$
Вишнево-Полянское	$\alpha = 1{,}15 + 0{,}255 \cdot V_p^2 - 0{,}03 \cdot \frac{k}{\mu_{эфф}}$

Результаты исследования, приведенные в таблице 4.9, показывают, что первый и третий коэффициенты уравнения (4.2) имеют небольшой разброс значений и они определены достаточно достоверно.

Таким образом, при помощи экспериментов по разуплотнению сетки скважин в модели был получен уточненный коэффициент пропорциональности α, при котором вместо вязкости рекомендовано применять эффективную вязкость, более приемлемую для нефти с переменной вязкостью и зависящую от приложенного к ней усилия.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Анализ свойств нефти продуктивных отложений бобриковского горизонта по нескольким месторождениям юго-востока Татарстана выявил, что большинство зависимостей для образцов исследованной нефти имеют псевдопластичный характер корреляции вязкости от скорости сдвига. Наличие структурно-механических свойств нефти может привести к завышенным прогнозам объемов добычи нефти. Вследствие этого предложено учитывать структурно-механические свойства нефти на этих месторождениях при моделировании разработки для улучшения его качества.

2. Проведён анализ чувствительности модели к структурно-механическим свойствам при разной вязкости и на его основе определен критерий применимости модели течения, подчиняющегося закону вязкого трения Ньютона для нефти с выраженными структурно-механическими свойствами для нефтяных залежей бобриковского горизонта месторождений юго-востока Татарстана. Для неньютоновской нефти при значениях градиента динамического давления сдвига $H < 0{,}00027 \ln \mu - 0{,}00015$ нефть можно рассматривать как ньютоновскую. В расчетах необходимо учесть структурно-механические свойства нефти при значениях $H \geq 0{,}00027 \ln \mu - 0{,}00015$, где вязкость выражена в мПа·с при принятой погрешности 5 %.

3. Выявлена зависимость коэффициента извлечения нефти от плотности сетки скважин для разных значений градиента динамического давления сдвига, перепада давления между нагнетательной и добывающей линиями, соотношениям подвижности нефти с неразрушенной структурой к подвижности нефти с разрушенной структурой на основе однородной модели. Зависимость рекомендуется использовать при расчётах коэффициента извлечения нефти в проектной документации для прогнозирования конечного нефтеизвлечения при принятой системе разработки.

На этапе разработки залежи для более точной оценки влияния перепада давления при добыче нефти с выраженными структурно-механическими свойствами рекомендуется разрабатывать выделенные участки залежи с различными перепадами давления на скважинах.

4. На основе расчетов для продуктивных отложений бобриковского горизонта Тат-Кандызского нефтяного месторождения уточнена формула вычисления коэффициента извлечения нефти в зависимости от плотности сетки скважин. Зависимость подтверждается расчетами для Вишнево-Полянского и Камышлинского нефтяных месторождений.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АСПВ – асфальтосмолистые и парафинистые вещества

БГС – боковой горизонтальный ствол

БС – боковой ствол

ВВН – высоковязкая нефть

ВНК – водонефтяной контакт

ВНФ – водонефтяной фактор

ГДДС – градиент динамического давления сдвига

ГДПРС – градиент давления предельного разрушения структуры

ГИС – геофизические исследования скважин

ИАВ – индекс аномалии вязкости

КИН – коэффициент извлечения нефти

ОФП – относительные фазовые проницаемости

ПДНС – предельное динамическое напряжение сдвига

ПСС – плотность сетки скважин

СМС – структурно-механические свойства

УВС – углеводородное сырьё

ЦКР – центральный комитет по разработке

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Муслимов, Р.Х. Стратегия рационального использования запасов нефти [Текст] / Р.Х. Муслимов // Технологии нефти и газа. – 2010. – № 5. – С. 17-25.

2. Желтов, Ю.П. Разработка нефтяных месторождений [Текст] : учеб. для вузов / Ю.П. Желтов. – М. : Недра, 1986. – 332 с.

3. Макаркин, Ю.Н. Особенности воспроизводства минерально-сырьевой базы нефти, закономерности и тенденции ее развития [Текст] / Ю.Н. Макаркин // Бурение и нефть. – 2010. – № 1. – С. 62-65.

4. Муслимов, Р.Х. Проблемы рациональной разработки нефтяных месторождений и воспроизводства запасов для стабильного развития нефтяной отрасли в рыночных условиях [Текст] / Р.Х. Муслимов // Георесурсы. – 2009. – № 3 (31). – С. 18-22.

5. Крылов, А.П. О некоторых вопросах нефтеотдачи [Текст] / А.П. Крылов // Нефтяное хозяйство. – 1974. – № 3. – С. 37-40.

6. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений [Текст] : РД 153-39-007-96 / ВНИИ. – М., 1996. – 202 с.

7. Назмутдинов, Р.Ш. Оптимизация вариантов разработки терригенных коллекторов с применением геолого-гидродинамического моделирования [Текст] / Р.Ш. Назмутдинов, Р.Х. Низаев // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ОАО «Татнефть». – М. : Нефтяное хозяйство, 2014. – Вып. 82. – С. 88-93.

8. О некоторых вопросах проектирования разработки нефтяных и газонефтяных месторождений [Текст] / А.Ю. Батурин, Л.А. Селезнева, Е.Н. Булычев, Д.В. Мужев // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 2. – С. 32-36.

9. О моделировании процесса разработки нефтяного месторождения [Текст] / В.В. Видякин, Д.М. Волхов, Д.Н. Воронков, В.А. Галактионов, А. А. Клевченя, Д. Е. Шевченко // Математическое моделирование. – 2011. – Т. 23, № 1. – С. 19-28.

10. Моделирование процессов нефтеизвлечения из анизотропного пласта при различных режимах разработки залежи [Текст] / Н.И. Хисамутдинов, И.В. Владимиров, Д.К. Сагитов, С.Х. Абдульмянов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – № 1. – С. 5-7.

11. Плынин, В.В. Четыре принципа корректной адаптации гидродинамической модели к промысловым данным [Текст] / В.В. Плынин // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 10. – С. 50-56.

12. Grussaute, Th. Computer Aided History Matching of Real Field Case [Text] / Th. Grussaute, P. Gouel // SPE 50642-MS. European Petroleum Conference, 20-22 October 1998, The Hague, Netherlands.

13. Плынин, В.В. Принципы корректной адаптации гидродинамической модели нефтегазовой залежи [Текст] / В.В. Плынин // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 4. – С. 80-84.

14. Roggero, F. Direct Selection of Stochastic Model Realizations Constrained to Historical Data [Text] / F. Roggero. – San Antonio. Oct. 5-8. – 1997.

15. Регуляризующие алгоритмы и априорная информация [Текст] / А.Н. Тихонов, А.В. Гончарский, В.В. Степанов, А.Г. Ягола. – М. : Наука, 1983. – 340 с.

16. Плынина, А.В. Особенности построения гидродинамической модели залежи фундамента месторождения Дракон [Текст] / А.В. Плынина, Ч.Л. Фыонг // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 5. – С. 82-83.

17. Плынин, В.В. Автоматизированная адаптация поля проницаемости трещинного гранитоидного коллектора [Текст] / В.В. Плынин, Ч.Л. Фыонг // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 6. – С. 52-56.

18. Cheng, H. Field Experiences with Assisted and Automatic History Matching Using Streamline Models [Text] / H. Cheng, X.-H. Wen, W.J. Milliken, A. Datta-Gupta // SPE 89857-MS. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 26-29 September 2004, Houston, Texas.

19. Применение концептуального геологического моделирования в ОАО «Газпром нефть» [Текст] / А.В. Билинчук, Р.Р. Бахитов, А.Н. Ситников, А.С. Бочков, В.В. Жуков, Д.Е. Заграновская, Е.А. Жуковская // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 5. – С. 44-48.

20. Закревский, К.Е. Геологическое 3D моделирование [Текст] / К.Е. Закревский. – М. : ИПЦ Маска, 2009. – 376 с.

21. Методика отображения в цифровой геологической модели литолого-фациальных особенностей терригенного коллектора [Текст] / В.П. Мангазеев, И.Н. Кошовкин, В.Б. Белозеров, А.В. Рязанов // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 5. – С. 66-70.

22. Корректное построение 3D геологической модели и подсчет запасов [Текст] / Ю.В. Ендалова, И.С. Закиров, А.И. Корабельников, Н.Н. Иванцев // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 11. – С. 100-103.

23. Черемкин, Н.А. Априорный подход к оценке возможности использования гидродинамических моделей на практике при известных ошибках в задании начальных данных [Текст] / Н.А. Черемкин, Т.Г. Бикбулатова, С.В. Елецкий // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 10. – С. 57-61.

24. Большакова, В.Д. Теория ошибок наблюдений [Текст] / В.Д. Большакова. – М. : Недра, 1983. – 223 с.

25. Оценки применимости и точности ГДМ (теоретические аспекты) [Текст]. – Тюмень : ТННЦ, 2012. – 12 с.

26. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа [Текст] : ч. 2 / С.И. Закиров [и др.]. – М. ; Ижевск : Ин-т компьютер. исслед., 2009. – 483 с. – (Современные нефтегазовые технологии).

27. Лысенко, В.Д. Проблемы расчета нефтеотдачи пластов [Текст] / В.Д. Лысенко // Нефтепромысловое дело. – 2004. – № 5. – С. 30-35.

28. Назмутдинов, Р.Ш. Совершенствование разработки бобриковского горизонта Камышлинского месторождения на базе геолого – гидродинамического моделирования [Текст] / Р.Ш. Назмутдинов // Новые технологии - нефтегазовому региону : материалы Всерос. с междунар. участием науч.-практ. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых : в 2 т. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. – Т. 2. – С. 33-34.

29. О совместимости методов увеличения нефтеотдачи пластов, применяемых на месторождениях ОАО «Татнефть» [Текст] / Р.Р. Ибатуллин, Е.Д. Подымов, Э.П. Васильев, В.В. Слесарева // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 6. – С. 34-38.

30. Мелик-Пашаев, В.С. Определение плотности сетки скважин на различных стадиях разработки нефтяных залежей [Текст] / В.С. Мелик-Пашаев // Нефтяное хозяйство. – 1975. – № 10. – С. 29-31.

31. Сазонов, Б.Ф. Плотность сетки скважин и ее динамика в процессе разработки залежи [Текст] / Б.Ф. Сазонов // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 12. – С. 26-28.

32. Закиров, С.Н. Анализ проблемы «Плотность сетки скважин – нефтеотдача» [Текст] / С.Н. Закиров. – М. : Грааль, 2002. – 314 с. См. №№ 61, 120

33. Шахвердиев, А.Х. Оптимизация плотности сетки скважин и ее влияние на коэффициент извлечения нефти (в порядке обсуждения) [Текст] / А.Х. Шахвердиев, И.Э. Мандрик // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 12. – С. 54-57. См. № 55.

34. Шавалиев, А.М. Исследование влияния плотности сетки скважин на нефтеотдачу на примере горизонтов $Д_1$ и $Д_0$ Ромашкинского месторождения [Текст] / А.М. Шавалиев, И.Н. Файзуллин, А.С. Ахметшина // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 7. – С. 50-51.

35. Мухаметшин, Р.З. Результаты ввода в эксплуатацию уплотняющих скважин на залежах с подошвенной водой [Текст] / Р.З. Мухаметшин // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 4. – С. 106-110.

36. Багаутдинов, Р.А. Анализ влияния корректирования проектного размещения скважин на эффективность разработки объекта $БВ_8$ Советского нефтяного месторождения [Текст] / Р.А. Багаутдинов, А.К. Багаутдинов // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 8. – С. 54-57.

37. Васильева, Л.Н. Оценка влияния уплотнения сетки скважин на опытных участках Новохазинской площади [Текст] / Л.Н. Васильева, Ю.Н. Крашенинников, Е.В. Лозин // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 11. – С. 26-28.

38. Фаттахов, Б.З. Из истории оптимизации разработки нефтяных месторождений и развития нефтяной промышленности Татарстана [Текст] / Б.З. Фаттахов // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 1. – С. 54-57.

39. Кожакин, С.В. Статистическое исследование нефтеотдачи месторождений Урало-Поволжья, находящихся в поздней стадии разработки [Текст] / С.В. Кожакин // Нефтепромысловое дело. – 1972. – № 7. – С. 6-11.

40. Сургучев, М.Л. Статистические модели для определения нефтеотдачи пластов [Текст] / М.Л. Сургучев, В.К. Гомзиков // Нефтепромысловое дело. – 1979. – № 9. – С. 11 -14.

41. Крылов, А.П. Экономически допустимое разрежение сетки скважин с точки зрения нефтеотдачи [Текст] / А.П. Крылов // Нефтяное хозяйство. – 1980. – № 6. – С. 28-30. См. № 110.

42. Влияние геологических и технических факторов на коэффициент нефтеотдачи [Текст] / В.Н. Мартос, А.И. Куренков, В.С. Ключарев, К.И. Коваленко // Геология нефти и газа. – 1982. – № 4. – С. 1-4.

43. Лысенко, В.Д. Проектирование интенсивных систем разработки нефтяных месторождений [Текст] / В.Д. Лысенко, Э.Д. Мухарский. – М. : Недра, 1975. – 176 с.

44. Мухарский, Э.Д. Проектирование разработки месторождений платформенного типа [Текст] / Э.Д. Мухарский, В.Д. Лысенко. – М. : Недра, 1972. – 238 с.

45. Хуснуллин, М.Х. Метод оптимизации плотности сетки скважин [Текст] / М.Х. Хуснуллин, Э.П. Халабуда, Р.Х. Муслимов // Нефтяное хозяйство. – 1983. – № 11. – С. 31-35. См. № 46.

46. Влияние плотности сетки скважин на нефтеизвлечения на примере месторождений Татарии [Текст] / Р.Н. Дияшев, Р.Г. Абдулмазитов, Р.Г. Рамазанов, В.Т. Владимиров, А.Ф. Блинов. – М. : ВНИИОЭНГ, 1990. – 56 с. – (Сер. Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений : обзор. информ. / ВНИИОЭНГ).

47. Бакиров, И.М. Совершенствование технологии заводнения при разработке нефтяных месторождений [Текст] : дис. … канд. техн. наук : 25.00.17 / И.М. Бакиров ; ТатНИПИнефть. – Бугульма, 2003. – С. 106-108.

48. Рамазанов, Р.Г. Обоснование выбора эксплуатационных объектов на многопластовых месторождениях с высоковязкой нефтью (на примере небольших нефтяных месторождений Татарии) [Текст] : автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.15.06 / Р.Г. Рамазанов ; ТатНИПИнефть. – Уфа, 1992. – 23 с.

49. Мартос, В.Н. О подборе формулы для расчета нефтеотдачи [Текст] / В.Н. Мартос, А.И. Куренков // Геология нефти и газа. – 1989. – № 2. – С. 49-50. См. № 114

50. Лысенко, В.Д. Проблемы оптимизации разработки нефтяных месторождений [Текст] / В.Д. Лысенко // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 4. – С. 88-91.

51. Назмутдинов, Р.Ш. Исследование влияния предельного градиента сдвига на показатели разработки [Текст] / Р.Ш. Назмутдинов, Г.В. Александров, Р.Х. Низаев // Нефтегазовый комплекс: образование, наука и производство : материалы Всерос. науч.-практ. конф., г. Альметьевск, 14-18 апр. 2014 г. – Альметьевск : АГНИ, 2014. – Ч. 1. – С. 120-123.

52. Назмутдинов, Р.Ш. Влияние существования предельного динамического напряжения сдвига на показатели разработки месторождения [Текст] / Р.Ш. Назмутдинов // Нефть и газ - 2015 : сб. тез. 69-ой Междунар. молодеж. науч. конф., 14-16 апр. 2015 г. / РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – М., 2015. – Т. 1. – С. 232.

53. Назмутдинов, Р.Ш. Влияние вязкопластичных свойств нефти на разработку нефтяных месторождений [Текст] / Р.Ш. Назмутдинов // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. – Альметьевск, 2015. – Т. XIII, ч. 1. – С. 60-63.

54. Назмутдинов, Р.Ш. Влияние существования предельного динамического напряжения сдвига на коэффициент извлечения нефти [Текст] / Р.Ш. Назмутдинов // Нефтегазовый комплекс: образование, наука и производство : материалы Всерос. науч.-практ. конф., г. Альметьевск, 30 марта-3 апр. 2015 г. – Альметьевск : АГНИ, 2015. – Ч. 1. – С. 66-69.

55. Плотность сетки скважин на поздней стадии разработки нефтяной залежи [Текст] / Б.Ф. Сазонов, А.Г. Пономарев, Г.Н. Бережная, Е.К. Соложенкина, А.Д. Смолина // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 6. – С. 60-64.

56. Лебединец, Н.П. О плотности сетки скважин [Текст] / Н.П. Лебединец // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 6. – С. 54-55. См. № 29

57. Лебединец, Н.П. О составляющих коэффициента извлечения нефти и показателях плотности сетки скважин [Текст] / Н.П. Лебединец // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 12. – С. 46-47. См. № 30

58. Закиров, И.С. Соотношение числа горизонтальных и вертикальных скважин при определении плотности сетки скважин [Текст] / И.С. Закиров, И.В. Владимиров // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 8. – С. 66-67.

59. Обиход, А.П. Обоснование учета влияния горизонтальных скважин на фактическую плотность сетки по залежи [Текст] / А.П. Обиход // Нефтепромысловое дело. – 2007. – № 10. – С. 40-42.

60. Закиров, И.С. Коррекция структуры формулы для КИН [Текст] / И.С. Закиров, В.И. Корпусов // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 1. – С. 62-63.

61. Иванова, М.М. Динамика добычи нефти из залежей [Текст] / М.М. Иванова. – М. : Недра, 1976. – 247 с.

62. Лифантьев, А.В. Учет неоднородности пластов по проницаемости при компьютерном проектировании разработки нефтяных месторождений : автореф. дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / А.В. Лифантьев ; ТатНИПИнефть. – Бугульма, 2014. – 22 с.

63. Газизов, А.А. Регулирование заводнения неоднородных нефтяных залежей с применением осадкогелеобразующих технологий [Текст] : автореф. дис. … д-ра техн. наук : 25.00.17 / А.А. Газизов ; УГНТУ. – Уфа, 2004. – 44 с.

64. Арье, А.Г. Физические основы фильтрации подземных вод [Текст] / А.Г. Арье. – М. : Недра, 1984. – 101 с.

65. Ямалетдинов, А.Ф. Комплексный подход к созданию геолого-технологических моделей. Повышение качества моделирования [Текст] / А.Ф. Ямалетдинов, М.Н. Ханипов // Молодежная научно-практическая конференция института «ТатНИПИнефть» [Электронный ресурс] : Секция № 1 «Геология, разработка нефтяных и нефтегазовых месторождений». – Бугульма, 2012. – 16 с. – Режим доступа: http://10.2.1.52/upload/sms/2012/geol/015.pdf. – Загл. с экрана.

66. Басниев, К.С. Подземная гидравлика [Текст] / К.С. Басниев, А.М. Власов, В. М. Максимов. – М. : Недра, 1993. – 267 с.

67. Подземная гидромеханика [Текст] : учеб. для вузов / К.С. Басниев, Н.М. Дмитриев, Р.Д, Каневская, В.М. Максимов. – М. ; Ижевск : Ин-т компьютер. исслед., 2005. – 495 с.

68. Михайлов, А.Н. Влияние капиллярных концевых эффектов на показатели разработки [Текст] / А.Н. Михайлов // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 9. – С. 54-56.

69. К вопросу оценки параметров переходной зоны с использованием кривых капиллярного давления [Текст] / В.И. Петерсилье, Ю.Я. Белов, М.Ф. Веселов, С.П. Горбунова // Совершенствование методики разведки нефтяных и газовых месторождений / ВНИГНИ. – М., 1982. – Вып. 242. – С. 63-70.

70. Михайлов, А.Н. Текстурная смачиваемость эксплуатационных объектов [Текст] / А.Н. Михайлов // Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России : материалы VIII Всерос. науч.-техн. конф., посвящ. 80-летию РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, Москва, 1-3 февр. 2010 г. – М. : РГУНГ, 2010. – Ч. 1. – С. 158.

71. Михайлов, А.Н. Влияние капиллярных концевых эффектов на распределение нефтенасыщенности в переходных зонах неоднородных пластов [Текст] / А.Н. Михайлов // Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России : тез. IX Всерос. науч.-техн. конф., Москва, 31-янв.-1 февр. 2012 г. – М. : РГУНГ, 2012. – Ч. 1. – С. 72-73.

72. Уилкинсон, У.Л. Неньютоновские жидкости [Текст] / пер. с англ. под ред. А.В. Лыкова. – М. : Мир, 1964. – 216 с.

73. Астарита, Дж. Основы гидромеханики неньютоновских жидкостей [Текст] : пер. с англ. / Дж. Астарита, Дж. Марруччи. – М. : Мир, 1978. – 309 с.

74. Исследование механизма заводнения неоднородных пластов [Текст] / М.М. Мусин, Р.Х. Муслимов, З.Г. Сайфуллин, А.Х. Фаткуллин. – Казань: Отечество, 2001. – 252 с.

75. Учет неньютоновских свойств нефти при гидродинамическом моделировании [Текст] / А.В. Берлин, В.Г. Миронычев, В.Г. Васильев, Н.В. Зубов, Д.Е. Дерюшев, В.А. Юдин // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 12. – С. 46-49.

76. Об особенностях совместной разработки двухпластовой залежи с учетом изменения структурно-механических свойств нефти [Текст] / И.Ф. Рустамов, И.А. Кристьян, А.В. Аржиловский, И.В. Владимиров. // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 3. – С. 46-53.

77. Влияние неоднородности пласта на прогнозный коэффициент извлечения нефти на северном лицензионном участке Приобского месторождения [Текст] / А.В. Тимонов, А.В. Сергейчев, И.Р. Ямалов, Т.Р. Мусабиров // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 11. – С. 38-40.

78. Мирзаджанзаде, А.Х. Особенности эксплуатации месторождений аномальных нефтей [Текст] / А.Х. Мирзаджанзаде, А.Г. Ковалев, Ю.В. Зайцев. – М. : Недра, 1972. – 200 с.

79. Мархасин, И.Л. Физико-химическая механика нефтяного пласта [Текст] / И.Л. Мархасин. – М. : Недра, 1977. – 215 с.

80. Хавкин, А.Я. Влияние асфальтенов на фильтрацию нефти в низкопроницаемых пористых средах [Текст] / А.Я. Хавкин, В.И. Лесин, В.Е. Гальцев // Проблемы разработки трудноизвлекаемых запасов нефти : сб. науч. тр. / ВНИИнефть. – М. : ВНИИнефть, 2000. – Вып. 123. – С. 74-82.

81. Лобанов, А.А. Исследования фазовых переходов асфальтенов в пластовых углеводородных флюидах [Текст] / А.А. Лобанов, Е.Ю. Пустова, А.Б. Золотухин // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 5. – С. 39-45.

82. Девликамов, В.В. Структурно-механические свойства нефтей некоторых месторождений Башкирии [Текст] / В.В. Девликамов, З.А. Хабибуллин // Нефтяное хозяйство. – 1968. – № 10. – С. 38-41.

83. Дмитриев, Н.М. Законы фильтрации с предельным градиентом в анизотропных средах [Текст] / Н.М. Дмитриев, В.М. Максимов, М.Т. Мамедов. // Известия РАН. Механика жидкости и газа. – 2010. – № 2. – С. 64-71.

84. Приданов, В.Г. К вопросу о течении неньютоновской жидкости [Текст] / В.Г. Приданов, В.И. Хоничев // Журнал технической физики. – 2012. – Т. 82, № 11. – С. 11-14.

85. Лойцянский, Л.Г. Механика жидкости и газа [Текст] / Л.Г. Лойцянский. – М. : Колосс, 2003. – 673 с.

86. Шрамм, Г. Основы практической реологии и реометрии [Текст] / Г. Шрамм ; пер. с англ. И.А. Лавыгина ; под ред. В.Г. Куличихина. – М. : Колосс, 2003. – 311 с.

87. Колодежнов, В.Н. Конвективный теплоперенос при течении неньютоновской жидкости в плоском канале с пределом применимости степенного закона вязкости [Текст] / В.Н. Колодежнов // Вестник Воронежского государственного технического университета. – 2010. – Т. 6, № 1. – С. 115-117.

88. Михайлов, Н.В. Упруго-пластические свойства нефтяных битумов [Текст] / Н.В. Михайлов // Коллоидный журнал. – 1955. – Т. 17, № 3. – С. 242-246.

89. Кузин, В.Г. Движение нелинейно-вязкой среды в цилиндрическом канале произвольного сечения [Текст] / В.Г. Кузин // Прикладная механика. – 1979. – Т. XV, № 7. – С. 101-106.

90. Берлин, А.В. Микронеоднородность нефтесодержащих пород [Текст] / А.В. Берлин // Нефтяное хозяйство. – 1992. – № 6. – С. 34-36.

91. Гафаров, Ш.А. Исследование фильтрационных параметров неньютоновской нефти при течении в карбонатных пористых средах [Электронный ресурс] / Ш.А. Гафаров, Г.А. Шамаев // Нефтегазовое дело. – 2005. – № 1 – Режим доступа: http://www.ogbus.ru/authors/Gafarov/Gafarov_3.pdf. – Загл. с экрана. См. № 131.

92. Бернадинер, М.Г. О вытеснении несмешивающихся жидкостей при нелинейной фильтрации [Текст] / М.Г. Бернадинер, В.М. Ентов // Прикладная механика и техническая физика. – 1968. – № 2. – С. 15-17.

93. Особенности фильтрации пластовой девонской нефти при пониженных температурах [Текст] / М.Г. Алишаев, Г.Г. Вахитов, И.Ф. Глумов, И.Е. Фоменко // Теория и практика добычи нефти : ежегодник / ВНИИ. – М. : Недра, 1966. – С. 214-226.

94. Зиновьев, А.М. Обоснование режима эксплуатации залежей высоковязкой нефти с использованием модели неньютоновского течения и

результатов промыслово-гидродинамических исследований [Текст] : автореф. дис. … канд. техн. наук : 25.00.17 / А.М. Зиновьев ; Самарский государственный технический университет. – СПб. , 2013. – 20 с.

95. Хамидуллин, Ф.Ф. Реологические свойства нефтей и водонефтяных эмульсий на месторождениях Республики Татарстан [Текст] : справ. / Ф.Ф. Хамидуллин, И.И. Амерханов, А.А. Гибадуллин. – Бугульма, 2001. – 557 с.

96. Гиматудинов, Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта [Текст] : учеб. для вузов / Ш.К. Гиматудинов, А.И. Ширковский. – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : Недра, 1982. – 312 с.

97. Аржиловский, А.В. Исследование выработки запасов нефти из залежи с учетом предельного градиента сдвига [Текст] / А.В. Аржиловский // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 4. – С. 5-11.

98. Абдурагимова, Л.А. Упруго-вязкостные свойства тиксотропных структур в водных суспензиях бентонитовых глин [Текст] / Л.А. Абдурагимова, П.А. Ребиндер, Н.Н. Серб-Сербина // Коллоидный журнал. – 1955. – Т. 17, № 3. – С. 184-195.

99. Евгеньев, А.Е. Влияние скорости вытеснения углеводородной жидкости водой на нефтеотдачу неоднородных песчаников [Текст] / А.Е. Евгеньев // Известия вузов. Нефть и газ. – 1961. – № 11. – С. 47-52.

100. Котяхов, Ф.И. Скорости движения приконтурной воды и нефтедобыча [Текст] / Ф.И. Котяхов // Труды совещания по развитию научно-исследовательских работ в области вторичных методов добычи нефти. – Баку : Изд-во АН АзССР, 1953. – С. 189-200.

101. Муравьев, И.М. Влияние скорости вытеснения нефти водой на нефтеотдачу [Текст] / И.М. Муравьев, Ш.К. Гиматудинов, В.А. Николаев // разработка и эксплуатация месторождений нети и газа : тр. / МИНХ и ГП. – И. : Недра, 1964. – Вып. 48. – С. 3-13.

102. Пермяков, И.Г. О целесообразности разработки нефтяных месторождений при высоких темпах извлечения нефти [Текст] / И.Г. Пермяков, Н.С. Гудок // Нефтяное хозяйство. – 1961. – № 6. – С. 33-38.

103. Jordan, J.K. Effect of rate on oil Recovery by Water Flooding [Text] / J.K. Jordan, W.M. McCardell, C.R. Hocott // Oil and Gas Journal. – 1957. – Vol. 55, № 19 (May 13). – P. 99-108.

104. Блюменцев, А.М. Оперативный мониторинг разработки нефтяных месторождений на поздней стадии с целью повышения извлечения нефти [Текст] / А.М. Блюменцев, И.Я. Кононенко // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2013. – № 10. – С. 55-61.

105. Крылов, А.П. О стабилизации добычи нефти и уплотнении сетки скважин [Текст] / А.П. Крылов // Нефтяное хозяйство. – 1974. – № 4. – С. 28-30.

106. Абасов, М.Т. Моделирование нефтеотдачи пластов для оценки извлекаемых запасов [Текст] / М.Т. Абасов // Известия АН Азербайджанской ССР. Серия наук о Земле. – 1975. – № 1. – С. 5-14.

107. Анализ разработки нефтяных залежей в трещиноватых коллекторах [Текст] / И.Д. Амелин [и др.]. – М. : Изд-во Секретариата СЭВ, 1991. – 151 с.

108. Миронов, Т.П. Нефтеотдача неоднородных пластов при заводнении [Текст] / Т.П. Миронов, В.С. Орлов. – М. : Недра, 1977. – 272 с.

109. Вахитов, Г.Г. Анализ влияния плотности сетки на эффективность методов повышения нефтеотдачи [Текст] / Г.Г. Вахитов, М.Л. Сургучев // Нефтяное хозяйство. – 1984. – № 12. – С. 34-38.

110. Борисов, Ю.П. Влияние неоднородности пластов на разработку нефтяных месторождений [Текст] / Ю.П. Борисов, В.В. Воинов, З.К. Рябинина. – М. : Недра, 1970. – 288 с.

111. Оценка потерь нефти от разрежения сетки скважин [Текст] / Р.Г. Абдулмазитов, Г.Г. Емельянова, В.Е. Гавура, Р.Х. Муслимов, И.Г. Полуян // Нефтяное хозяйство. – 1989. – № 3. – С. 21-25.

112. Гомзиков, В.К. Оценка влияния плотности сетки на нефтеотдачу пластов [Текст] / В.К. Гомзиков, Н.А. Молотова // Нефтяное хозяйство. – 1979. – № 2. – С. 30-32.

113. Пат. 2095548 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43 / 00 Способ определения технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов [Текст] / А.Х. Шахвердиев, И.Э. Мандрик, Ф.А. Шарифуллин ; патентообладатель ЗАО «Интойл». - № 97104539 ; заявл. 28.03.97 ; опубл. 10.11.97, Бюл. № 31.

114. Шахвердиев, А.Х. Влияние технологических особенностей добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов на коэффициент извлечения нефти [Текст] / А.Х. Шахвердиев, И.Э. Мандрик // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 5. – С. 12-15.

115. Закиров, И.С. Коррекция структуры формулы для для расчета коэффициента извлечения нефти [Текст] / И.С. Закиров, В.И. Корпусов // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 1. – С. 66-67.

116. Хисамов, Р.С. Анализ влияния уплотняющего бурения на эффективность разработки месторождений сверхвязкой нефти при парогравитационноом воздействии [Текст] / Р.С. Хисамов, А.Т. Зарипов, С.И. Ибатуллина // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 7. – С. 30-33.

117. Лысенко, В.Д. Проектирование разработки нефтяных месторождений [Текст] / В.Д. Лысенко. – М. : Недра, 1987. – 247 с.

118. Truesdell, C. The Non-linear Field Theories of Mechanics [Text] / C. Truesdell, W. Noll. – Third Edition. – Berlin ; Heidelberg ; New York : Springer-Verlag, 2004. – XXIX, 602 p.

119. Ulbrecht, J. Nicht-Newtonsche Flussigkeiten [Text] / J. Ulbrecht, P. Mitschka. – Leipzig. 1967. – С. 30-33.

120. Slawomirski, M.R. Rheological Behavior of Oil Well Drilling Fluids [Text] / M.R. Slawomirski // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences and Geomechanics Abstracts. – 1975. – Vol. 12, № 4. – P. 115-123.

121. Иктисанов, В.А. Определение фильтрационных параметров коллекторов и реологических свойств флюидов при разработке нефтяных месторождений [Текст] : дис. … д-ра техн. наук : 25.00.17 / В.А. Иктисанов ; ТатНИПИнефть. – Бугульма, 2002. – 277 с.

122. Исследования по определению градиентов давления сдвига и предельного разрушения структуры для высоковязкой нефти Татарстана [Текст] / М.М. Ремеев, О.С. Сотников, А.В. Фомичев, К.М. Мусин // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ПАО «Татнефть». – М. : Нефтяное хозяйство, 2015. – Вып. 83. – С. 87-90.

123. Султанов, Б.Н. О фильтрации вязкопластичных жидкостей в пористой среде [Текст] / Б.Н. Султанов // Известия АН Азербайджанской ССР. – 1960. – № 5. – С. 12-14.

124. Barenblatt, G.I. Ehe mathematical model of nonequilibrium effects in water-oil displacement [Text] / G.I. Barenblatt, T.W. Patzek, D.B. Silin // Society of Petroleum Engineers Journal. – 2003. – Т. 8, № 4. – P. 409-416.

125. Ентов, В.М. Математическая теория целиков остаточной вязкопластичной нефти [Текст] / В.М. Ентов, В.Н. Панков, С.В. Панько. – Томск : Изд-во Томского ун-та, 1989. – 193 с.

126. Зависимость разработки нефтяных месторождений от структурно-механических свойств нефти [Текст] / С.П. Плохотников, А.С. Климова, Р.Х. Низаев, И.А. Гуськова, Р.Ш. Назмутдинов // Вестник Казанского технологического университета. – 2016. – Т. 19, № 13. – С. 84-85.

127. Низаев, Р.Х. Разработка нефтяных месторождений с вязкопластичными свойствами нефти [Электронный ресурс] / Р.Х. Низаев, И.А. Гуськова, Р.Ш. Назмутдинов // Нефтяная провинция : электрон. науч. журнал. – 2015. – № 2.

– С. 92-101. – Режим доступа: http://docs.wixstatic.com/ugd/2e67f9_f99d238efdec4dab98cc9e25bcb9335b.pdf. – Загл. с экрана.

128. Низаев, Р.Х. Влияние вязкопластичных свойств нефти на разработку нефтяных месторождений [Текст] / Р.Х. Низаев, Р.Ш. Назмутдинов // Инновации в разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений : материалы Междунар. науч.-практ. конф., посвящ. 100-летию со дня рождения В.Д. Шашина, 7-8 сент. 2016 г., г. Казань : в 2 т. – Казань : Ихлас, 2016. – Т. 2. – С. 81-84.

129. Nazmutdinov, R.S. Justification of the operation condition of deposits with structural and mechanical properties [Text] / R.S. Nazmutdinov // XII International youth oil and gas forum : books of abstract, Almaty, 19 Feb. 2016. – P. 43-44.

130. Гидродинамическое моделирование течения жидкости на бобриковских отложениях с учетом реологических свойств нефти [Текст] / С.П. Плохотников, А.С. Климова, Р.Х. Низаев, И.А. Гуськова, Р. Ш. Назмутдинов // Вестник Казанского технологического университета. –. – 2016. – Т. 19, № 14. – С. 86-87.

131. Низаев, Р.Х. Гидродинамическое моделирование бобриковских отложений с учетом реологических свойств нефти [Текст] / Р.Х. Низаев, Р.Ш. Назмутдинов, Р.И. Хафизов // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 7. – С. 30-32.

132. Басниев, К.С. Подземная гидромеханика [Текст] : учеб. для вузов / К.С. Басниев, И.Н. Кочина, В.М. Максимов. – М. : Недра, 1993. – 416 с.

133. Зависимость коэффициента извлечения нефти от проявления в нефти структурно-механических свойств на бобриковских отложениях Тат-Кандызского нефтяного месторождения [Текст] / Р.Х. Низаев, Р.Ш. Назмутдинов, Д.Р. Туйчин, С.А. Александров // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ПАО «Татнефть». – Набережные Челны : Экспозиция Нефть Газ, 2017. – Вып. 85. – С. 108-115.

134. Назмутдинов, Р.Ш. Оптимизация Тат-Кандызского нефтяного месторождения с учётом структурно-механических свойств нефти [Электронный

ресурс] / Р.Ш. Назмутдинов, Р.Х. Низаев // Нефтяная провинция : сетевое науч. изд. – 2017. – № 4. – С. 103-115. – Режим доступа: http://docs.wixstatic.com/ugd/2e67f9_1991e74560a94c5ea8aa6e6a8db6094e.pdf. – Загл. с экрана.