

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Санкт-Петербургский горный университет»

*На правах рукописи*

**КОРОЛЕВ Максим Игоревич**

**ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ОСТАТОЧНОЙ НЕФТИ  
ИЗ НЕОДНОРОДНЫХ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С  
ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МИКРОЭМУЛЬСИОННЫХ СОСТАВОВ**

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых  
месторождений

**ДИССЕРТАЦИЯ  
на соискание ученой степени  
кандидата технических наук**

**НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ:**  
доктор технических наук, профессор  
Рогачев М.К.

Санкт-Петербург – 2018 г.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

|                                                                                                                                             |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| ВВЕДЕНИЕ.....                                                                                                                               | 5  |
| ГЛАВА 1 ОБОБЩЕНИЕ И АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НЕОДНОРОДНЫХ ТЕРРИГЕННЫХ ПЛАСТОВ ЗАВОДНЕНИЕМ.....   | 11 |
| 1.1 Виды неоднородности строения нефтяных залежей.....                                                                                      | 11 |
| 1.1.1 Литолого-фациальная неоднородность .....                                                                                              | 13 |
| 1.1.2 Неоднородность пластов по коллекторским свойствам (пористости и проницаемости) .....                                                  | 18 |
| 1.2 Особенности довыработки запасов нефти из пластов девона месторождений Самарской области, находящихся на поздней стадии разработки ..... | 19 |
| 1.3 Механизм воздействия физико-химических методов повышения нефтеотдачи пластов на терригенный коллектор .....                             | 23 |
| 1.4 Методы увеличения нефтеотдачи пластов, основанные на комплексном воздействии на продуктивный пласт .....                                | 27 |
| Выводы к главе 1 .....                                                                                                                      | 29 |
| ГЛАВА 2 МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ.....                                                                             | 30 |
| 2.1 Условия проведения экспериментальных исследований.....                                                                                  | 30 |
| 2.2 Аппаратура и методика исследования влияния ПАВ на межфазное натяжение на границе «вода – керосин».....                                  | 31 |
| 2.3 Исследование растворимости ПАВ в водах разной минерализации.....                                                                        | 32 |
| 2.4 Аппаратура и методика исследований физико-химических свойств эмульсионных составов .....                                                | 33 |
| 2.4.1 Приготовление технологических жидкостей на основе водонефтяных эмульсий.....                                                          | 33 |
| 2.4.2 Определение термостабильности и агрегативной устойчивости обратных эмульсий .....                                                     | 34 |
| 2.4.3 Определение реологических свойств обратных эмульсий .....                                                                             | 35 |
| 2.4.4 Исследование дисперсности эмульсионных составов на микроскопе.....                                                                    | 36 |
| 2.5 Аппаратура и методика исследований процесса вытеснения нефти из модели слоисто-неоднородного пласта .....                               | 36 |

|                                                                                                                                                 |           |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| 2.5.1 Подготовка к фильтрационным исследованиям. Описание лабораторного оборудования .....                                                      | 36        |
| 2.5.2 Определение относительных фазовых проницаемостей .....                                                                                    | 40        |
| 2.5.3 Определение коэффициента вытеснения нефти из модели слоисто-неоднородного пласта.....                                                     | 43        |
| 2.5.4 Методика определения коэффициента остаточного сопротивления .                                                                             | 49        |
| 2.5.5 Методика определения коэффициента селективности эмульсионного состава .....                                                               | 54        |
| Выводы к главе 2.....                                                                                                                           | 55        |
| <b>ГЛАВА 3 РАЗРАБОТКА ЭМУЛЬСИОННОГО СОСТАВА С ГИДРОФОБНЫМИ СВОЙСТВАМИ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ОХВАТА ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ВОЗДЕЙСТВИЕМ .....</b>      | <b>57</b> |
| 3.1 Обоснование и выбор реагентов для приготовления состава с комплексным воздействием на пласт.....                                            | 57        |
| 3.1.1 Обоснование выбора функциональных добавок на основе поверхностно-активных веществ (ПАВ) .....                                             | 58        |
| 3.1.2 Обоснование выбора функциональных добавок на основе комплексных ПАВ с гидрофобными свойствами.....                                        | 63        |
| 3.1.3 Результаты исследования вытесняющей способности растворов ПАВ .....                                                                       | 64        |
| 3.2 Результаты исследования физико-химических и реологических свойств разработанной эмульсии.....                                               | 66        |
| 3.2.1 Результаты определения термостабильности и агрегативной устойчивости разработанной эмульсии .....                                         | 66        |
| 3.2.2 Результаты реологических исследований разработанной эмульсии..                                                                            | 67        |
| 3.2.3 Исследование влияния активных добавок на дисперсность эмульсии .....                                                                      | 68        |
| 3.3 Анализ эффективности применения разработанного эмульсионного состава .....                                                                  | 69        |
| 3.3.1 Результаты определения относительных фазовых проницаемостей..                                                                             | 69        |
| 3.3.2 Результаты фильтрационного эксперимента по определению коэффициента остаточного сопротивления и селективности эмульсионного состава ..... | 70        |
| Выводы к главе 3 .....                                                                                                                          | 71        |

|                                                                                                                                             |     |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| ГЛАВА 4 ПРОГНОЗ ТЕКУЩЕЙ НЕФТЕОТДАЧИ МЕТОДАМИ МАТЕМАТИЧЕСКОГО И КОМПЬЮТЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ .....                                            | 73  |
| 4.1 Методы прогнозирования нефтеотдачи, опирающиеся на статистические зависимости.....                                                      | 74  |
| 4.1.1 Краткое описание квазитрехмерной гидродинамической модели нефтяного пласта (модель Швецова И.А.).....                                 | 77  |
| 4.2 Оценка и прогноз нефтенасыщенности средствами трехмерного гидродинамического моделирования.....                                         | 80  |
| 4.2.1 Результаты гидродинамического моделирования на простой модели слоисто-неоднородного пласта.....                                       | 82  |
| 4.2.2 Результаты гидродинамического моделирования на сложной модели слоисто-неоднородного пласта.....                                       | 85  |
| 4.2.3 Результаты гидродинамического моделирования на модели пласта в условиях, приближенных к промысловым .....                             | 89  |
| Выводы к главе 4.....                                                                                                                       | 93  |
| ГЛАВА 5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ОСТАТОЧНОЙ НЕФТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РАЗРАБОТАННОГО ЭМУЛЬСИОННОГО СОСТАВА..... | 94  |
| 5.1 Обоснование выбора объекта и скважин-кандидатов для закачки эмульсионного состава .....                                                 | 94  |
| 5.2 Описание технологии закачки разработанного эмульсионного состава...                                                                     | 95  |
| 5.3 Приготовление и закачка эмульсионного состава.....                                                                                      | 96  |
| 5.4 Экономическое обоснование разработанной технологии .....                                                                                | 98  |
| 5.4.1 Исходные данные для проведения экономического обоснования технологии .....                                                            | 99  |
| 5.4.2 Определение показателей экономической эффективности инвестиций в реализацию технологии .....                                          | 104 |
| 5.4.3 Оценка экономической эффективности инвестиций .....                                                                                   | 110 |
| Выводы к главе 5 .....                                                                                                                      | 111 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....                                                                                                                            | 112 |
| СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....                                                                                                                      | 114 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ А .....                                                                                                                          | 125 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....                                                                                                                           | 126 |

## ВВЕДЕНИЕ

### **Актуальность темы исследований:**

В настоящее время значительная доля нефтяных месторождений России, большая часть которых расположена в Урало-Поволжье, вступила в завершающую стадию разработки и характеризуется падением добычи. Это обусловлено истощением активных запасов нефти, и, как следствие, увеличением доли остаточной нефти, заключенной в зонах, не охваченных заводнением, и физически или химически связанной с породой пласта нефти. Дополнительным фактором является рост обводненности сложнопостроенных терригенных коллекторов и их высокая расчлененность.

Разработка данных залежей осуществляется, как правило, с поддержанием пластового давления путем искусственного заводнения. Несмотря на освоенность и относительно невысокую стоимость, оно имеет свои ограничения. Главными причинами не достижения полного вытеснения нефти водой выделяют различие вязкостей нефти и вытесняющего агента, их несмешиваемость и гидрофобность пород-коллекторов.

Достигнуть проектируемого коэффициента извлечения нефти (КИН) можно за счет увеличения коэффициента вытеснения нефти из пласта путем улучшения отмывающей способности воды (агента вытеснения) или за счет увеличения коэффициента охвата пласта заводнением.

Довыработка остаточных запасов нефти и вовлечение в активную разработку не дренируемых зон различных категорий требуют совершенствования применяемых и разработки новых высокоэффективных технологий повышения нефтеотдачи пласта.

Исследования методов улучшения нефтевытесняющей способности воды за счет добавки различных активных агентов (в качестве таких агентов применяли ПАВ, полимеры, щелочи и др.) проводились во многих научно-исследовательских институтах, но больше всего в БашНИПИнефти, ТатНИПИнефти, ПермНИПИнефти и Всесоюзном нефтегазовом научно-исследовательском

институте. Эти методы были направлены на устранение или уменьшение отрицательного влияния капиллярных сил и сил адгезии, удерживающих нефть в заводненными объемах пластов, за счет снижения межфазного натяжения на границе нефть-вода.

Анализ результатов промысловых испытаний новых способов увеличения нефтеотдачи заводненными пластов показывает, что для залежей, находящихся на поздней стадии разработки, наиболее перспективными являются физико-химические, гидродинамические, волновые и микробиологические методы воздействия на пласт.

Проблемами разработки теоретических и прикладных аспектов применения методов увеличения нефтеотдачи пластов в различное время занимались Л.К. Алтунина, В.Е. Андреев, Г.А. Бабалян, Ю.П. Борисов, М.Д. Валеев, В.Е. Гавура, А.А. Газизов, А.Ш. Газизов, А.Т. Горбунов, В.В. Девликамов, Р.Н. Дияшев, Ю.П. Желтов, С.А. Жданов, Ю.В. Зейгман, Р.Р. Ибатуллин, Л.Е. Ленченкова, И.Л. Мархасин, М.Х. Мусабилов, Г.А. Орлов, М.К. Рогачев, Н.М. Саркисов, Н.М. Саркисов, М.Н. Саттаров, В.А. Стрижнев, К.В. Стрижнев, М.Л. Сургучев, А.Г. Телин, В.Г. Уметбаев, Р.Н. Фахретдинов, Р.С. Хисамов, И.А. Швецов, И.Н. Шустеф и многие другие исследователи.

Несмотря на отдельные высокие показатели коэффициентов нефтеотдачи, разработка значительной части нефтяных залежей во всех странах мира с точки зрения полноты выработки запасов нефти характеризуется как неудовлетворительная. Решение проблемы повышения эффективности разработки месторождений на поздней стадии разработки с остаточными запасами нефти связано с созданием новых и усовершенствованием существующих физико-химических методов, обеспечивающих более полное извлечение нефти и уменьшение объемов добычи попутной воды.

**Целью диссертационной работы** является повышение степени извлечения нефти из обводненных неоднородных терригенных коллекторов на завершающей стадии разработки месторождений.

### **Задачи исследований:**

1. Обобщить и проанализировать причины, затрудняющие извлечение нефти из неоднородных коллекторов на поздней стадии разработки.
2. Оценить область и выработать критерии эффективного применения химического заводнения, и обосновать возможность его усовершенствования в сочетании с другими методами увеличения нефтеотдачи.
3. Провести лабораторные исследования по изучению процесса вытеснения нефти на моделях продуктивных пластов методом заводнения. Оценить вытесняющую способность различных по составу и последовательности закачки вытесняющих агентов. Разработать состав, позволяющий регулировать фильтрационные потоки в пласте.
4. Разработать комплексную технологию повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) и определить условия рентабельности при промышленном внедрении.

### **Объект исследований:**

Объектом исследований являются терригенные пласты отложений нижнего карбона (пласты Б<sub>2</sub>) и верхнего девона (Д<sub>1</sub>, Д<sub>2</sub>) месторождений на завершающей стадии разработки Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

### **Идея работы:**

Повышение эффективности извлечения нефти из неоднородных терригенных коллекторов может быть обеспечено за счет внедрения комплексной технологии физико-химического воздействия на продуктивные пласты, основанной на закачке микроэмульсионных составов с функциональными добавками.

### **Методы решения поставленных задач:**

Физическое и математическое моделирование изучаемых процессов с использованием стандартных и вновь разработанных методик исследования, применение методов математической статистики при обработке информации.

### **Научная новизна работы:**

1. Установлена зависимость изменения физико-химических, реологических и фильтрационных характеристик гидрофобного эмульсионного состава,

представляющего собой эмульсию обратного типа на основе пластовой воды и керосина марки ТС-1, стабилизированную эмульгатором ЯЛАН-Э2 (продуктом взаимодействия ненасыщенных жирных кислот, сложных этаноламинов и аминоспиртов), от концентрации в нем функциональных присадок: анионного ПАВ (сульфанола) и неионогенного ПАВ (гидрофобизатора НГ-1 - продукта реакции триэтаноламина с жирными кислотами талового масла).

2. Выявлена способность разработанного гидрофобного эмульсионного состава, содержащего в качестве функциональных присадок анионный ПАВ (сульфанол) и неионогенный ПАВ (гидрофобизатор НГ-1), повышать коэффициент извлечения нефти из модели неоднородного терригенного коллектора на 2-5%.

**Защищаемые научные положения:**

1. Добавление (в суммарном количестве до 5% масс.) анионного ПАВ (сульфанола) и неионогенного ПАВ (гидрофобизатора НГ-1 - продукта реакции триэтаноламина с жирными кислотами талового масла) к эмульсии обратного типа на основе пластовой воды и керосина марки ТС-1, стабилизированной эмульгатором ЯЛАН-Э2 (продуктом взаимодействия ненасыщенных жирных кислот, сложных этаноламинов и аминоспиртов), улучшает физико-химические, реологические и фильтрационные характеристики исходной эмульсии, что позволяет рекомендовать получаемый таким образом гидрофобный эмульсионный состав в качестве селективного водоизоляционного материала для регулирования фильтрационных потоков в неоднородных нефтяных коллекторах.

2. Выявленная с помощью физического и гидродинамического моделирования способность разработанного гидрофобного эмульсионного состава повышать нефтеотдачу моделей пласта позволила разработать технологию извлечения остаточной нефти из неоднородных высокообводненных терригенных коллекторов, основанную на его использовании при искусственном заводнении таких коллекторов.

**Достоверность научных положений, выводов и рекомендаций**

подтверждена теоретическими и экспериментальными исследованиями,



проведенными на современном лабораторном оборудовании, прошедшем государственную поверку, сходимостью расчетных параметров с эмпирическими данными и воспроизводимостью результатов исследований.

**Практическое значение работы:**

1. Выработана методика лабораторных исследований, которая может использоваться на лабораторном оборудовании, предназначенном для исследований нефтяных дисперсных систем, с целью повышения эффективности их действия.

2. Разработан химический состав, представляющий собой обратную эмульсию с гидрофобными свойствами.

3. Разработана технология выравнивания фронта вытеснения неоднородных терригенных коллекторов, основанная на увеличении фильтрационных сопротивлений в обводненных интервалах пласта, за счет использования созданного реагента.

4. Спроектированы и изготовлены кернадержатели и лабораторный стенд для проведения фильтрационных экспериментов на насыпных моделях без применения всестороннего обжима.

5. Результаты диссертационной работы внедрены в ООО «СамараНИПИнефть» (г. Самара) и используются при проектировании геолого-технических мероприятий и создании гидродинамических моделей разработки месторождений АО «Самаранефтегаз» (Приложение А).

6. Материалы диссертационной работы могут быть использованы в профильных высших учебных заведениях при чтении лекций и проведении лабораторных занятий по дисциплине «Технология и техника методов повышения нефтеотдачи пластов».

**Апробация работы:**

Основные положения работы докладывались на Всероссийской конференции-конкурсе студентов выпускного курса (Санкт-Петербург, 2014 г.), IV Всероссийском молодежном форуме «Нефтегазовое и горное дело» (Пермь, 2015 г.), Юбилейной 70-й Международной молодежной научной конференции

«Нефть и газ – 2016» (Москва, 2016 г.), 72-й Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2018» (Москва, 2018 г.), XXI Международном научном симпозиуме имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр» (Томск, 2018 г.).

### **Публикации:**

По теме диссертации опубликовано 9 научных работ, в том числе 3 статьи в изданиях, входящих в перечень ВАК Министерства науки и высшего образования Российской Федерации.

### **Личный вклад автора:**

Выполнен сбор данных и анализ результатов ранее опубликованных материалов по теме диссертации; сформулированы цели и задачи исследований; проведен комплекс исследований, направленных на обоснование технологии выравнивания фронта вытеснения с использованием эмульсионных составов; выполнена обработка и интерпретация полученных результатов; сформулированы основные защищаемые положения и выводы.

### **Структура и объем научно-квалификационной работы:**

Диссертационная работа состоит из введения, 5-ти глав, списка литературы, включающего 99 наименований, заключения и приложений. Материал диссертационной работы изложен на 127 страницах машинописного текста, включает 16 таблиц, 37 рисунков, 2 приложения.

Автор выражает глубокую благодарность и признательность за неоценимую помощь, за постоянную поддержку при написании диссертационной работы научному руководителю, заведующему кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений (РНГМ), д.т.н., профессору Рогачеву М.К. Автор признателен к.т.н. Стручкову И.А. за конструктивные советы в ходе выполнения работы, а также всем сотрудникам кафедры РНГМ Санкт-Петербургского горного университета. Отдельная благодарность за помощь и советы всем сотрудникам кафедры РНГМ Самарского государственного технического университета.

# **ГЛАВА 1 ОБОБЩЕНИЕ И АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НЕОДНОРОДНЫХ ТЕРРИГЕННЫХ ПЛАСТОВ ЗАВОДНЕНИЕМ**

## **1.1 Виды неоднородности строения нефтяных залежей**

Объектом исследований данной работы являются терригенные пласты отложений нижнего карбона и верхнего девона месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. В свою очередь площадь нефтеносности этих месторождений может изменяться до тысяч квадратных километров, а эффективная нефтенасыщенная толщина до десятков метров. Таким образом формируются залежи нефти в геологических телах с колоссальными объемами нефтегазоносных отложений.

Продуктивные отложения карбона и девона разделяются на укрупненные стратиграфические горизонты, которые в свою очередь могут состоять из нескольких пластов различного литологического состава. Поэтому по результатам корреляции регионального разреза выделяется большое количество самостоятельных объектов разработки.

Следует понимать, что нефтеносные породы, входящие в состав продуктивного горизонта, в свою очередь характеризуются непостоянством фильтрационно-емкостных свойств, а именно пористость, проницаемость, начальная нефтенасыщенность, эффективная толщина пласта, значения, которых изменяются в довольно широких пределах. Наряду с изменением коллекторских свойств наблюдается изменение литолого-фациального и минералогического состава. Поэтому для характеристики изменчивости свойств и характера распространения горизонта в объеме нефтяной залежи используется понятие неоднородности.

Неоднородностью продуктивных пластов называется изменчивость литолого-фациального и минералогического состава, агрегатного состояния или физических свойств пород, слагающих продуктивный горизонт [17].

Изучением вопроса неоднородности продуктивных пластов терригенных отложений занимались многие исследователи, такие как Борисов Ю.П., Газизов А.А., Газизов А.Ш., Максимов М.И., Саттаров М.М., Сургучев М.Л., Хисамов Р.Б. и др. Этим исследованиям посвящено большое количество научных трудов.

Однако, несмотря на значительные успехи в решении этой проблемы, до настоящего времени нет единой точки зрения по вопросам терминологии, классификации и оценки неоднородности строения нефтяных залежей.

На основе обобщения исследований ряда авторов [1, 13, 37, 76, 96 и др.] по изучению строения пластов можно предложить следующую классификацию неоднородности продуктивных пластов нефтяных залежей:

- 1) литолого-фациальная неоднородность продуктивного горизонта (пласта);
- 2) неоднородность по фильтрационно-емкостным (коллекторским) свойствам продуктивного горизонта (пласта).

В данной работе исследования направлены на разработку технологии повышения нефтеотдачи пластов с учетом, в большей степени, неоднородности по коллекторским свойствам, а именно по проницаемости.

Неизменным остается вывод, что зависимость параметров неоднородности от геолого-физических характеристик пласта также отражает их связь с гидродинамическими характеристиками пласта.

Подземная нефтяная гидромеханика отмечает решающую роль проницаемости при заводнении неоднородных коллекторов и выделяет три типа такой неоднородности: слоистую, зональную и объемную.

Зональная неоднородность представляет собой изменчивость проницаемости в направлении простирания пласта. Такая особенность учитывается путем усовершенствования системы расположения скважин на этапе проектирования системы разработки.

Слоистая неоднородность представляет собой изменчивость проницаемости пластов по напластованию. Для наиболее эффективного доизвлечения нефти требуется вовлекать в разработку низкопроницаемые участки с одновременным

изолированием уже промытых высокопроницаемых зон, перераспределяя фильтрационные потоки и тем самым увеличивая охват залежей заводнением.

Рассмотрим основные уровни приведенной классификации.

### **1.1.1 Литолого-фациальная неоднородность**

Понятие неоднородности отражает в первую очередь изменчивость литолого-фациального состава продуктивного пласта и гранулометрического состава пород. Формирование терригенного коллектора происходит по определенным закономерностям осадконакопления в различных геологических условиях. Так, например, терригенным пластам Самарской области характерна большая литологическая неоднородность в отличие от одновозрастных отложений Татарстана и Пермской области. К таким отложениям можно отнести пласты Д1 и Д2 пашийского горизонта верхнего отдела девона и пласт Б2 бобриковского горизонта нижнего отдела карбона.

Например, формирование осадочных пород нижнего карбона происходило в условиях мелководного бассейна с активным проявлением донных и береговых течений, что повлияло на полосообразное распределение коллекторов по площади нефтегазоносности. Увеличенные толщины слоев связаны с зонами, где выпадает более крупный обломочный материал, зонами гидродинамической активности, а в зонах малой подвижности вод осаждаются обломки с меньшими размерами зерен и повышенным содержанием глинисто-алевролитовой фракции, что формирует меньшие толщины пластов. Таким образом, направление и интенсивность течений в бассейне осадконакопления, определяли закономерности в изменении гранулометрического состава и толщин терригенных отложений на различных территориях.

Для наглядного отображения слоистой неоднородности приведен геологический профиль пластов карбона (рисунок 1.1) Мухановского месторождения, самого крупного в Самарской области [20], по которому можно судить о сложности геологического разреза и ярко выраженной литолого-фациальной неоднородности продуктивных отложений.

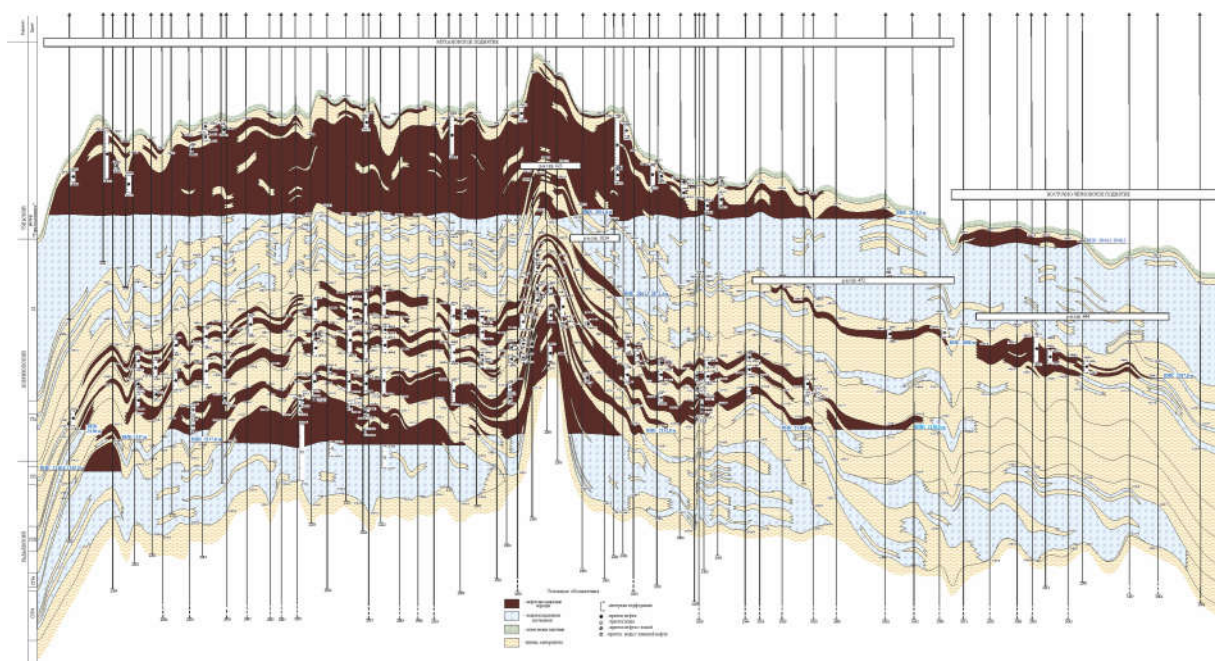


Рисунок 1.1 – Схематический геолого-литологический профиль по продуктивным пластам II объекта разработки Мухановского месторождения

Все продуктивные пласты нефтяных месторождений являются неоднородными в литолого-фациальном отношении. Но степень этой неоднородности и ее характер могут быть различными. Поэтому для сравнительной количественной оценки литолого-фациальной неоднородности используют специальные коэффициенты. Наиболее широкое применение нашли три коэффициента: коэффициент песчанистости (для терригенных пород), коэффициент расчлененности и коэффициент связанности.

Именно особенности литологических характеристик зачастую определяют эффективность (или неэффективность) способов и механизмов извлечения нефти и газа из пластов, динамику процессов и микропроцессов в пористых средах продуктивных пластов.

При проектировании разработки нефтяных месторождений необходимо учитывать все изменения параметров продуктивного пласта и главным образом толщину, пористость, проницаемость и т. д. При этом нужно знать степень их неоднородности, средние значения параметров, коэффициенты вариации и другие показатели. Степень неоднородности перечисленных параметров устанавливается

на основании законов их распределения, определенных методами математической статистики на основании большого числа фактических материалов [86].

Между строением коллекторов и закономерностями осадконакопления существует генетическая связь. Случайными в количественных характеристиках этих процессов образования геологических тел (толщины слоев, прерывистость, проницаемость и т. д.) являются не сами значения параметров (по скважинам, зонам, участкам, интервалам), а отклонения их от средних значений, которые детерминированно предопределены геологической историей формирования отложений. Средние величины эффективных толщин, проницаемости, пористости, состава пород и других литологических параметров должны рассматриваться как количественное отражение региональных закономерностей осадконакопления, а отклонения от средних — это результат частных или локальных эффектов, сопутствующих этому процессу. Детальное изучение пород-коллекторов (песчаников и песчанистых алевролитов) в отношении их толщин, проницаемости и пористости показало, что между этими параметрами существует статистическая связь, которая выявляется при большом числе наблюдений (измерений).

Основываясь на данных, представленных в источниках [16, 20, 66], были построены статистические зависимости между коллекторскими свойствами пласта и средними нефтенасыщенными толщинами [50]. Из полученных зависимостей (рисунок 1.2, 1.3) можно сделать первый вывод, что с увеличением толщины пластов улучшаются их коллекторские свойства, а именно значениям больших эффективных толщин соответствуют большие значения пористости и проницаемости, что характерно для более грубозернистых песчаников. Данные значения для отложений нижнего карбона выше значений для верхнего девона, что еще раз подтверждает теорию, т.к. интенсивность осадконакопления в эти периоды была различной в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

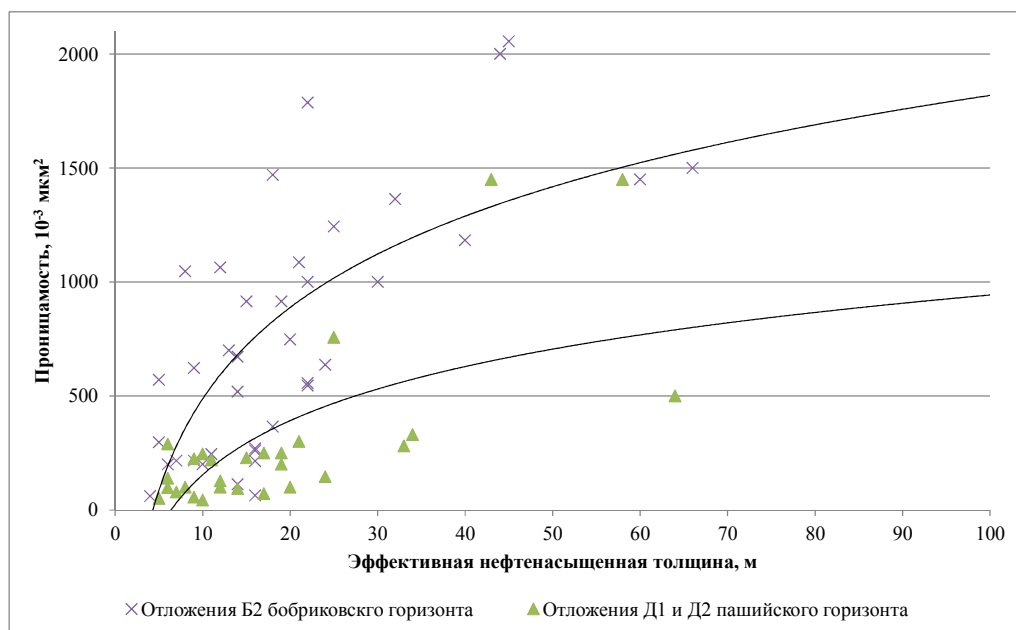


Рисунок 1.2 – Распределение проницаемости от значений эффективных толщин

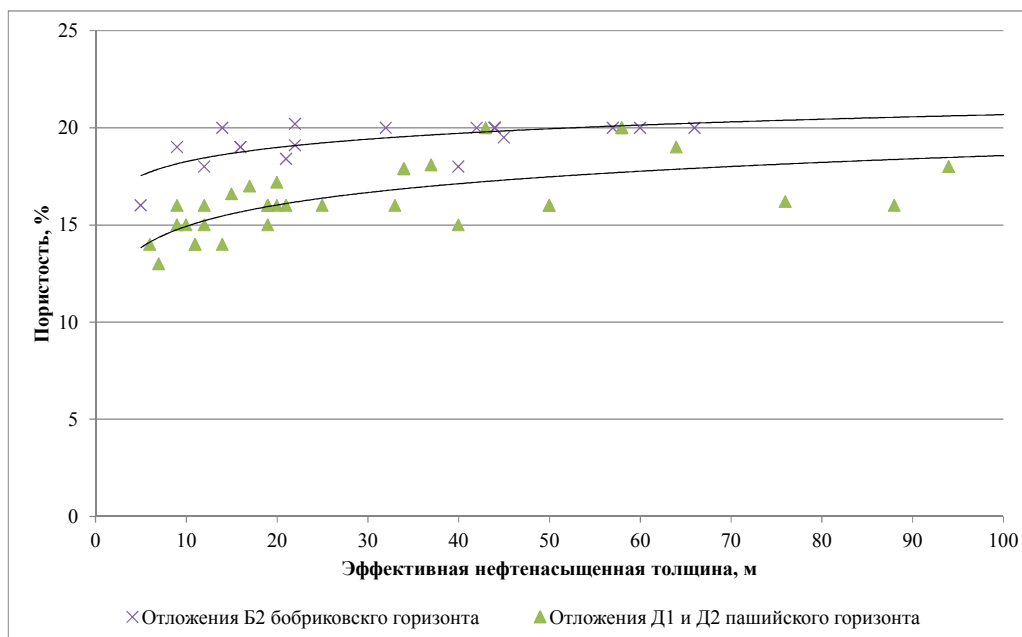


Рисунок 1.3 – Распределение пористости от значений эффективных толщин

Помимо этого установлено, что пласты, характеризующиеся большими толщинами, лучше выдерживаются как по простиранию, так и по мощности. Наоборот, чем меньше толщина пластов, тем меньше они выдержаны по площади и по вертикали, и тем чаще такие пласты образуют отдельные линзы или замещаются практически непроницаемыми породами [95].



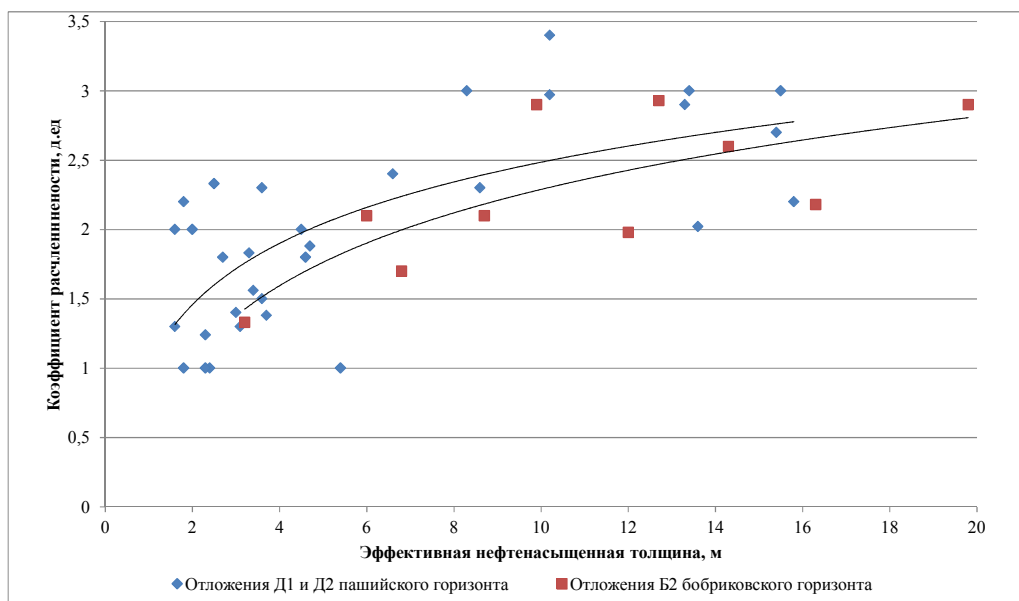


Рисунок 1.4 – Распределение показателей расчлененности от эффективной нефтенасыщенной толщины

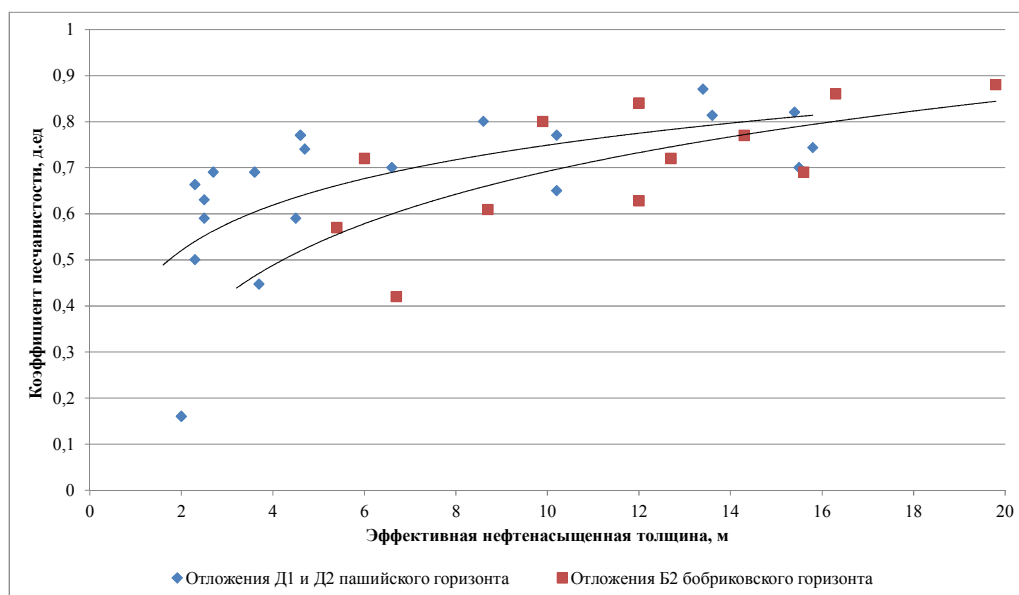


Рисунок 1.5 – Распределение показателей песчанистости от эффективной нефтенасыщенной толщины

Также изучение зависимостей между показателями послойной неоднородности пластов (коэффициентов песчанистости и расчлененности) и эффективной толщиной позволило определить ряд зависимостей (рисунок 1.4, 1.5). Было выявлено, что песчанистость выше у пластов с большей мощностью. Но при этом терригенным коллекторам Самарской области характерна высокая расчлененность, т.е. большие по мощности пласты слагаются частым чередованием песчаников и алевролитов, что отличается от выдержанных по мощности

коллекторов Татарстана и Пермского края в связи с различными условиями осадконакопления [16, 98].

Таким образом, полученные закономерности распределения основных геолого-физических характеристик и показателей неоднородности еще раз подтверждают важность учета геологических условий формирования коллектора и связанной с этим литолого-фациальной неоднородности при проектировании разработки месторождения и методов повышения нефтеотдачи.

### **1.1.2 Неоднородность пластов по коллекторским свойствам (пористости и проницаемости)**

Одним из важнейших показателей гидродинамических характеристик пласта является проницаемость, величина которой влияет на пропускную способность порового пространства и, как следствие, на продуктивность пласта. Также от проницаемости зависит пьезопроводность и гидропроводность пласта, которые обуславливают характер и равномерность вытеснения нефти из пласта. Исследователями доказано, что чем больше среднее значение коэффициента проницаемости пласта, тем больше конечная нефтеотдача.

В современной и классической литературе [12,13, 27, 39, 93] изложено большое количество исследований на образцах пород различных месторождений, и установлено, что значения проницаемости по продуктивному разрезу меняются, при этом отсутствует закономерность распределения проницаемости при корреляции разрезов различных скважин. Но установлено, что при корреляции разрезов по литолого-фациальным, минералогическим и гранулометрическим характеристикам по разрезу существуют определенные закономерности, которые прослеживаются по всей площади нефтегазоносности залежи.

Неоднородностью проницаемости по напластованию называется изменчивость усредненных значений проницаемости по слоям в зависимости от толщины пласта.

Проницаемость пластов различных горизонтов при равных эффективных толщинах может отличаться более чем в 2 раза, что существенно может влиять на равномерность выработки запасов из пластов при одновременной их

эксплуатации. В каждом слое пласта проницаемость также изменяется в очень широких пределах.

Определенные закономерности седиментации в определенные периоды осадконакопления являются причиной формирования в геологическом разрезе как послойной неоднородности пласта по проницаемости, так и литолого-фациальной неоднородности.

## **1.2 Особенности довыработки запасов нефти из пластов девона месторождений Самарской области, находящихся на поздней стадии разработки**

В настоящее время значительная доля нефтяных месторождений России, вступивших в завершающую стадию разработки и характеризующихся падением добычи, расположена в Урало-Поволжье. Это обусловлено истощением активных запасов нефти, и, как следствие, увеличением доли остаточной нефти, заключенной в зонах, не охваченных заводнением, и физически или химически связанной с породой нефти. Дополнительным фактором является ввод в разработку новых залежей с трудноизвлекаемыми (ТИЗ) запасами, рост обводненности сложнопостроенных терригенных коллекторов и их высокая расчлененность.

В энергетической стратегии России на период до 2030 года сформулированы основные проблемы развития современного нефтяного комплекса страны, к первой относят нерациональное недропользование (низкий коэффициент извлечения нефти) и отсутствие комплексных технологий добычи и экономически эффективной утилизации углеводородов (сжигание попутного нефтяного газа). Требуется решить задачи для достижения поставленных стратегических целей, одной из которых является совершенствование технологий добычи нефти, за счет использования современных методов увеличения нефтеотдачи [54, 69, 99]. На основе энергетической стратегии правительством были выработаны приоритетные направления развития науки, технологий и техники Российской Федерации, к которым относят рациональное природопользование, а к критическим технологиям Российской Федерации – технологии поиска, разведки

и разработки месторождений полезных ископаемых [92], в связи с чем существует необходимость совершенствования современных технологий, позволяющих увеличить нефтеотдачу уже разрабатываемых пластов.

Рассматриваемые запасы нефти относятся, в основном, к Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, расположенной в пределах Пермской, Свердловской, Кировской, Ульяновской, Самарской, Оренбургской, Саратовской, Волгоградской областей РФ, республики Татарстан, Башкортостан и Удмуртии. Месторождения на этой территории разрабатываются с 30-х – 40-х годов и сейчас находятся на завершающей стадии разработки. Наиболее крупными нефтяными месторождениями являются Ромашкинское, Новоелховское, Арланское, Туймазинское, Бавлинское, Мухановское, Покровское, Кулешовское, Соколовогорское, Бобровское, Осинское [37, 66, 96].

Крупные залежи нефти находящиеся на стадии доизвлечения нефти в Самарской области приурочены к пластам девона. В разрезе девонских отложений продуктивные пласты распределены весьма неравномерно: 34 залежи, или 39,5% общего их числа приурочены к пласту ДІ пашийского горизонта верхнего девона, 16 – к пласту ДІІ пашийского горизонта, 17 — к пластам ДІІІ и ДІV живетского яруса, 15 сосредоточено в кыновском горизонте верхнего девона (пласты Д0, Дк' и Дк). В суммарной добыче девонские отложения играют значительную роль [16]. Коллекторы девонских продуктивных пластов представлены главным образом терригенными породами.

Наибольшее количество залежей открытых в продуктивных отложениях девона Самарской области приурочены к структурному типу, но также по генетическому признаку встречаются и литологические, и стратиграфические, и массивные залежи.

Структурные залежи бывают двух основных видов [16]:

а) пластово-сводовые, приуроченные к структурным поднятиям, распространенные по всей площади и подпираемые краевой водой, а в ряде случаев подстилаемые подошвенной водой – залежи пластов ДІІ, ДІІІ, ДІV Мухановского, пласты ДІ Зольненского, Дерюжевского и других месторождений;

б) структурно-литологические, приуроченные к структурным поднятиям, распространенные на отдельных участках – залежи пласта ДІ пашийского горизонта Мухановского, Михайловско-Коханского, Дмитриевского и других месторождений.

В качестве объекта исследования выбраны месторождения данного типа, который обусловлен большой площадью подстилающих краевых вод. В качестве примера, рассмотрим состояние разработки терригенных пластов девона Мухановского нефтяного месторождения, крупнейшего месторождения Самарской области. Основные пласты девона ДІІ и ДІІІ Мухановского месторождения объединены в самостоятельный ІІІ объект разработки, куда входят также и второстепенные по запасам пласты ДІ, ДІІ' и ДІV [20].

Залежи нефти рассматриваемого объекта разрабатывались в три этапа: 1 этап – с применением законтурного заводнения (начато в 1958 г.); 2 этап – с применением внутриконтурного заводнения путем «разрезания» продуктивных пластов на блоки оптимальных размеров (с 1965 г.); 3 этап – с применением очагового (с 1970-х гг.).

Вскоре после начала разработки месторождения, с целью поддержания пластового давления осуществлялась закачка в продуктивные пласты сначала пресных вод, а позднее очищенных пластовых сточных вод. По итогам первых лет разработки промысловые наблюдения показали неравномерность осуществления выработки запасов по объекту, что объяснялось неравномерным распределением закаченных вод по пластам. Впоследствии было принято решение о переводе на одновременно-раздельную закачку рабочего агента по каждому пласту. Однако пластовое давление по этим залежам продолжало снижаться. Основной причиной неэффективности законтурного заводнения явилась высокая степень прерывистости по пласту ДІІ. Институтом Гипровостокнефть было предложено внедрить более активную систему заводнения – блочную с разрезанием залежи тремя рядами нагнетательных скважин на втором объекте и пятью на третьем с целью увеличения темпов отбора и пластового давления [16].

Однако, при достаточно высоких показателях эффективности внутриконтурной системы заводнения в сравнении с законтурной, фактические уровни отбора продолжали отставать от проектных значений. Данное расхождение фактического пластового давления от расчетного после начала закачки указывает на резкое ухудшение связи с законтурной зоной пласта. Возникшее снижение гидродинамической связи между пластами ДII и ДIII с законтурной зоной пласта привело к снижению эффективности системы заводнения. Причинами могут являться: 1) ухудшение коллекторских свойств пород в зоне водонефтяного контакта за счет отложения в порах пласта карбонатного цемента (карбоната кальция); 2) развитие пластовой микрофлоры в результате закачки в пласты пресной воды, сопровождающееся образованием сероводорода и выпадением вблизи призабойной зоны нагнетательных скважин сернистого железа; 3) адсорбция асфальто-смолистых веществ в призабойной зоне скважины (ПЗС) и, как следствие, уменьшение фазовой проницаемости коллектора по воде.

За счет организации очагового заводнения осуществляется выработка отдельных линз, полулинз и различного рода застойных зон вследствие высокой прерывистости продуктивных пластов.

Девонский объект уже длительное время находится на завершающей стадии разработки. Степень выработки извлекаемых запасов на 01.01.2014 г. достигла 89,9 % при обводненности месторождения 86 % [20].

Подводя итоги разработки III объекта Мухановского месторождения, можно выделить следующие проблемы, возникающие при довыработке остаточных запасов из терригенных коллекторов:

- нефтяные пласты девона существенно различаются коллекторскими свойствами, видами пластовой энергии, глубинами залегания, что создает различные условия для их разработки;

- влияние послойной неоднородности на обводнение залежей и неравномерное движение фронта вытеснения;

- совместная разработка нескольких пластов осложнила получение объективной информации о характере выработки каждого из пластов;
- высокое влияние состава закачиваемых вод на процесс вытеснения.

На основе геолого-физической характеристики рассматриваемых пластов и сложившихся условий их разработки можно сделать вывод, что достижение равномерного фронта вытеснения нефти закачиваемой водой – сложный процесс, зависящий от большого количества геолого-технических факторов.

### **1.3 Механизм воздействия физико-химических методов повышения нефтеотдачи пластов на терригенный коллектор**

Разработка рассматриваемых объектов осуществляется, как правило, с поддержанием пластового давления посредством «холодного» заводнения. Несмотря на освоенность и относительно невысокую стоимость, оно имеет свои ограничения. Главными причинами недостижения полного вытеснения нефти водой выделяют различие вязкостей нефти и вытесняющего агента, их несмешиваемость и гидрофобизация пород-коллекторов [30].

Все методы увеличения нефтеотдачи (МУН), применяемые на высокообводненных месторождениях с ТИЗ, направлены на доизвлечение остаточной нефти и достижение проектного коэффициента извлечения нефти (КИН), путем оптимизации системы заводнения и модернизации агентов заводнения.

Достигнуть проектируемого КИН можно за счет увеличения коэффициента вытеснения нефти из пласта, путем улучшения отмывающих способностей воды (агента вытеснения), или за счет увеличения коэффициента охвата пласта заводнением.

Рассмотрим первую группу методов, основанную на увеличении коэффициента вытеснения.

В нефтедобыче широко применяют большое количество химических реагентов (поверхностно-активные вещества (ПАВ), щелочи, кислоты и др.), основное действие которых направлено на увеличение коэффициента вытеснения нефти.

Применение поверхностно-активных веществ (ПАВ) основывается на повышении нефтеотмывающих свойств воды при снижении межфазного натяжения на границе раздела нефть – вода, нефть – порода. Эффект применения водных растворов ПАВ основан на базе 2-х механизмов действия ПАВ. Первый, вследствие уменьшения поверхностного натяжения, требуется меньшая работа для создания единицы поверхности капли нефти, за счет чего капля легко деформируется и проходит через поры меньшего диаметра. Что приводит к уменьшению поровых давлений и уменьшению капиллярных сил. Второй, моющий эффект растворов ПАВ проявляется по отношению к пленке нефти, покрывающей поверхность зерен породы, который приводит к разрыву пленки и диспергированию нефти в водной фазе [8, 17, 25, 87, 90].

Промысловыми экспериментами и лабораторными исследованиями, представленными в источниках [7, 15, 32, 59, 60, 70], было установлено, что одними из наиболее эффективных МУН являются физико-химические методы, базирующиеся на закачке в пласт воды с добавлением ПАВ или их смесей. Интерес исследователей к изучению физико-химических свойств композиций на основе ПАВ вызван синергетическими эффектами (увеличение поверхностной активности, понижение критической концентрации мицеллообразования (ККМ), изменение реологии раствора) наблюдаемыми при проведении лабораторных исследований и их высокой технологической эффективностью при внедрении на месторождении.

Разработкой новых агентов и композиций для заводнения, получением теоретических зависимостей их свойств от условий применения и опробованием на месторождениях в различное время занимались Л. К. Алтунина, Г. А. Бабалян, В. Е. Гавура, А. Ш. Газизов, В. В. Девликамов, Р. Н. Дияшев, Ю. П. Желтов, С. А. Жданов, И. Л. Мархасин, М. Л. Сургучев, М. Н. Саттаров, А. Б. Тумасян и многие другие исследователи.

Положительный результат показали многочисленные лабораторные исследования физико-химических, реологических свойств ионогенных и неионогенных ПАВ совместно с фильтрационными исследованиями.



Подтверждение лабораторных исследований было получено при опытно-промышленных работах на месторождениях Башкирии и Татарии [3, 7, 33, 86, 91].

Так, например, на опытном участке, включающем 13 нагнетательных и 72 добывающих скважин, Ашитовской площади Арланского месторождения был проведен эксперимент по закачке водного раствора ПАВ (типа ОП-10) при обводнении добываемой продукции на 60-80% (т.е. данный участок находился на поздней стадии разработки). Закачка ПАВ проводилась в течение 2-х лет, за это время было закачано 1005 тыс.м<sup>3</sup> раствора со средней концентрацией 0,051%. По техническим причинам оценить влияние ПАВ на доотмыв оказалось невозможным. Но был оценен охват пласта заводнением по мощности, при закачке воды до начала эксперимента составлял 37%, после закачки раствора ПАВ вырос до 62%.

Оценить степень довытеснения нефти из пласта получилось при проведении опытно-промышленных испытаний неионогенных ПАВ на Зеленогорской, Чишминской, Холмовской площадях Ромашкинского месторождения. На Чишминском участке прирост добычи нефти составил 18 тыс.т, или 14% по сравнению с прогнозируемой добычей. На Зеленогорском участке после 4-х лет закачки 0,025% раствора ПАВ по двум участкам прирост составил 42,8 тыс.т нефти, или 73 т нефти на 1 т закаченного ПАВ.

Но эффективность описанных выше технологий снижается с ростом обводненности извлекаемой скважинной продукции. Поэтому объемы их применения в 90-е годы сократились, т.к. рассматриваемые месторождения вступили в этот период в завершающие стадии разработки, характеризующейся замедленными темпами падения добычи нефти и ростом обводненности добываемой продукции скважин до 95–98% (предел рентабельности эксплуатации скважины).

Как отмечают авторы работы [95], несмотря на положительное воздействие оторочек ПАВ при заводнении пластов на текущую нефтеотдачу и снижение отбора воды, по промысловым данным однозначно оценить эффективность затруднительно, так как прирост коэффициента нефтеотдачи не превышает 2–5 %,

что свидетельствует об ограниченных возможностях методов повышения нефтеотдачи, основанных только на принципе снижения межфазного натяжения.

Рассмотрим вторую группу методов, основанную на увеличении коэффициента охвата пласта воздействием.

Использование полимеров, полимер-дисперсных систем (ПДС), коллоидно-дисперсионных систем (КДС) позволяет добиться увеличения объема дренирования пласта путем повышения фильтрационных сопротивлений в обводненных зонах нефтенасыщенного коллектора. При этом вода стремится пройти в зоны, до этого не охваченные заводнением [2, 15, 17, 87].

Применение полимерного заводнения, способствует увеличению коэффициента охвата пласта заводнением за счет снижения соотношения подвижности воды и нефти благодаря увеличению вязкости закачиваемого нефтевытесняющего агента.

Этот механизм проявляется из-за адсорбции полимера в пористой среде при фильтрации полимерного раствора, приводящей к снижению проницаемости пористых сред по воде даже после полного вытеснения из них раствора полимера, так как макромолекулы полимера, являясь полиэлектролитами (полиакриламид), набухают в воде и увеличиваются в размере с образованием малоподвижной гидратной оболочки. На подвижность же нефти макромолекулы полиакриламида фактически не влияют, так как нефть состоит, в основном, из неполярных молекул.

Одними из промышленно выпускаемых водорастворимых полимеров, прошедших масштабные испытания в практике добычи нефти являются различные марки полиакриламида (ПАА) [34, 83, 84, 95, 96]. При концентрации полиакриламида в растворе 0,01–0,1 % вязкость его увеличивается до 3–5 мПа·с, что приводит к такому же уменьшению соотношения вязкостей нефти и воды в пласте.

Однако у метода существуют и большие недостатки, ограничивающие его широкое применение. Как показано в работах [16, 17, 18, 19, 60, 95], основными недостатками полимерного заводнения являются:

1) резкое снижение приемистости нагнетательных скважин вследствие возрастания кажущейся вязкости из-за деструкции молекул полимера в призабойных зонах;

2) метод малоэффективен в однородных пластах, содержащих маловязкую нефть (менее 5,0 мПа·с);

3) низкая эффективность применения на поздней стадии разработки месторождений при обводненности более 70 %, после образования в коллекторе обширных промытых зон;

4) эффективность полимерного заводнения снижается с увеличением проницаемости более 1,5–2,0 мкм<sup>2</sup>.

Таким образом, современные исследования ориентированы на нахождение более эффективных ПАВ или их композиций [11, 28, 36, 51, 55, 72, 77, 80, 81, 82], а также на оптимизацию методов закачки химических реагентов в пласт, т.е. на применение новых комплексных технологий (ПАВ-полимерное, ПАВ-полимерно-щелочное заводнение, мицеллярное заводнение и др.) [4, 10, 21, 23, 26, 42, 56, 57, 63, 73, 89]. По мнению ученых, применение технологий с комплексным действием позволит увеличить охвата пласта заводнением и одновременно увеличить коэффициент вытеснения нефти из пласта.

#### **1.4 Методы увеличения нефтеотдачи пластов, основанные на комплексном воздействии на продуктивный пласт**

Большая часть современных методов увеличения нефтеотдачи пластов, основывается на потокоотклоняющих технологиях, технологиях ограничения водопритока к добывающим скважинам и выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин, которые позволяют добиться эффективного доизвлечения нефти на поздней стадии разработки месторождения.

В настоящее время для селективной изоляции водонасыщенных интервалов широкое распространение получили осадко- и гелеобразующие составы, однако у них есть недостатки. Главный из них заключается в том, что структурообразование этих составов является практически необратимым. При этом в изолируемом участке остается часть нефтяных запасов месторождения,

хоть и малая, которая после изоляции переходит в категорию трудноизвлекаемых [47]. Так как восстановление фильтрационно-емкостных свойств изолированного такими составами интервала является достаточно трудозатратным процессом, данные технологии снижают конечный коэффициент извлечения нефти.

Поэтому все более актуальными становятся технологии, позволяющие временно ограничивать или блокировать фильтрацию по высокопроницаемым участкам [19, 47]. Перспективным видом составов, позволяющих решить данную задачу, являются обратные эмульсии с добавлением поверхностно-активных веществ. Сегодня они находят применение в бурении [24] и нефтепромысловой практике [23, 62, 71, 75, 78], в том числе для повышения нефтеотдачи пластов с целью выравнивания фронта вытеснения [10, 21, 28].

Они представляют собой термодинамически неустойчивую дисперсную систему, дисперсионной средой которой является нефть, а дисперсной фазой – вода [74, 89, 94]. В таком случае эмульсионная структура обладает достаточными реологическими свойствами для селективной изоляции обводненных интервалов. Так как дисперсная система неустойчива в пластовых условиях, изоляция хорошо проницаемых пропластков является временной, а после разрушения структуры состава адсорбция поверхностно-активных компонентов эмульсии позволяет гидрофобизировать поверхность порового пространства породы. За счет этого снижается фазовая проницаемость по воде и увеличивается нефтеотмывающая способность нагнетаемого агента.

Именно это приводит к перераспределению фильтрационных потоков и включению в работу ранее неработающих интервалов пласта и доизвлечению остаточной нефти при использовании данной технологии.

Анализ литературных источников, содержащих данные о лабораторных исследованиях, и опыт промысловых испытаний новых композиций и составов, показывает, что для месторождений с длительным периодом воздействия на залежь закачкой воды наиболее перспективными методами увеличения нефтеотдачи пластов будут являться физико-химические или новые комбинированные методы на базе химических МУН. Закачка ПАВ-полимерных

смесей, микроэмульсий или мицеллярных растворов позволит решить проблемы, возникающие на поздней стадии разработки высокообводненных месторождений. И главной целью применения комплексных технологий физико-химического воздействия на залежь является достижение проектного КИН за счет одновременного повышения коэффициента вытеснения нефти и увеличения коэффициента охвата пласта воздействием [43].

### **Выводы к главе 1**

В главе рассмотрены особенности довыработки запасов нефти в условиях послойной неоднородности на месторождениях Самарской области. Механизм воздействия физико-химических методов повышения нефтеотдачи на терригенные коллектора во многом зависит от типа применяемых реагентов. Также стоит отметить, что очень важен правильный подбор композиций для применения с целью повышения эффективности разработки месторождений.

Таким образом, можно сделать выводы, что на месторождениях с терригенными пластами на поздней стадии разработки является крайне актуальным применение комбинирования различных методов увеличения нефтеотдачи, так как классическое заводнение в условиях высокой неоднородности коллекторов становится неэффективным, как и классические технологии химического заводнения. В связи с этим становятся актуальными комплексные технологии: мицеллярное заводнение (с композицией ПАВ), мицеллярно-полимерное заводнение, использование различных оторочек химических композиций, таких как коллоидно-дисперсные системы, полимер-дисперсные системы, обратные эмульсии и т.д.

## **ГЛАВА 2 МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ**

В данной главе представлена лабораторная аппаратура и описание методик проведения экспериментальных исследований по определению физико-химических, реологических и фильтрационных свойств технологических жидкостей в термобарических условиях, максимально приближенных к пластовым.

### **2.1 Условия проведения экспериментальных исследований**

Анализ современных технологий выравнивания фронта вытеснения, применяемых с целью перераспределения фильтрационных потоков в нефтяном пласте, позволяет сделать заключение о высокой актуальности применения многофункциональных составов на основе обратных водонефтяных эмульсий. В связи с этим методики проведения исследований основываются на разработке эмульсионного состава со свойствами, позволяющими временно ограничивать или блокировать фильтрацию по высокопроницаемым участкам. Поскольку в данной работе объектами исследования являются пласты нижнего карбона и верхнего девона нефтяных месторождений Самарской области, то лабораторные эксперименты по определению свойств водонефтяных эмульсий проводились в условиях, максимально приближенных к условиям рассматриваемых объектов.

В предыдущей главе, исходя из особенностей разработки терригенных пластов Самарской области на поздней стадии разработки, были выработаны критерии, которым должны отвечать технологические жидкости выравнивания фронта вытеснения. Данные критерии будут условиями проведения лабораторных экспериментов. Термобарические условия приняты соответственно условиям рассматриваемых объектов.

Лабораторные исследования осуществлялись в лаборатории «Повышение нефтеотдачи пластов» кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Санкт-Петербургского горного университета, оснащенной современными высокотехнологичными установками.

## 2.2 Аппаратура и методика исследования влияния ПАВ на межфазное натяжение на границе «вода – керосин»

Межфазное натяжение измерялось с использованием автоматизированного прибора для определения краевого угла смачивания и поверхностного/межфазного натяжения (система анализа формы капли) EASYDROP (рисунок 2.1).

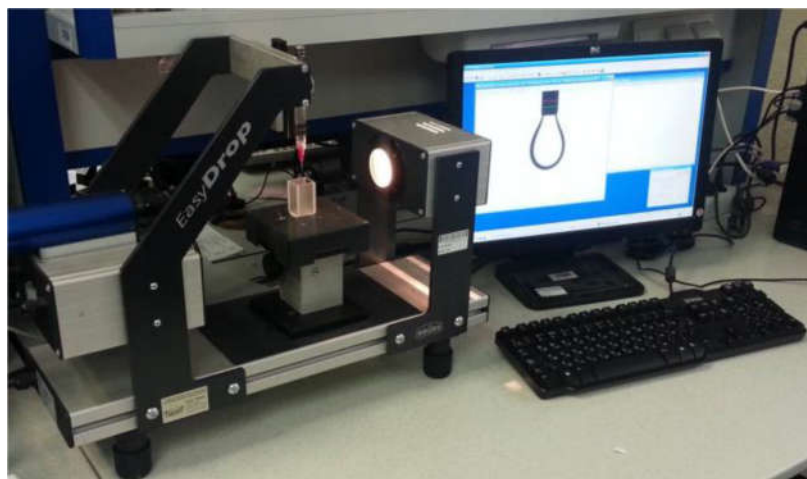


Рисунок 2.1 – Прибор EASYDROP (KRUSS) для измерения краевого угла и поверхностного/межфазного натяжения

Система анализа формы капли предназначена для изучения молекулярно-поверхностных явлений при взаимодействии жидкостей и твёрдых тел. Посредством компьютерной программы DSA-209 осуществляется управление установкой. Определение краевых углов смачивания возможно в динамике, благодаря высокоточной видеокамере, даже если время жизни капли на изучаемой поверхности от 0,1 с.

Определение поверхностного натяжения производится по характеристикам формы и размерам капли, при условии гидродинамического фазового равновесия.

Порядок операций при проведении эксперимента:

1) Подготовка образцов водных растворов ПАВ: дистиллированная вода наливается в стандартную мерную пробирку общим объемом 25 мл, и к нему добавляется ПАВ, причем массовая концентрация ПАВ в конечном растворе равна 0,1; 0,5; 1; 2 и 5%. Полученный образец исследуемой жидкости перемешивается путем поворота пробирки на 180 градусов 10 раз таким образом,

чтобы воздушная подушка полностью успевала переместиться с верхней части пробирки в нижнюю и наоборот.

2) Проведение измерения: подготовленная описанным методом жидкость набирается в шприц, который закрепляется в установке EASYDROP так, чтобы кончик иглы был виден на мониторе компьютера. Затем игла помещается в кювету с керосином марки ТС-1 и производится равномерное вытеснение исследуемой жидкости из шприца в кювету с образованием падающих капель (так как плотность водных растворов ПАВ больше плотности керосина). Весь процесс вытеснения записывается как видеофайл, который затем анализируется с помощью компьютерной программы DSA-209.

3) Анализ полученных результатов: для каждого образца жидкости рассчитывается 6 значений межфазного натяжения, из которых удаляется максимальное и минимальное. Из оставшихся 4-х значений рассчитывается среднее арифметическое, по которому строится график зависимости межфазного натяжения на границе «вода– керосин» в зависимости от массовой концентрации ПАВ в дистиллированной воде. Диапазон рабочих условий прибора – 0,01-1000 мН/м, точность  $\pm 0,01$  мН/м.

Суть методики определения оптимальной концентрации ПАВ заключается в построении изотермы межфазного натяжения на границе с керосином. По перегибу кривой на рисунке определяется критическая концентрация мицеллообразования (ККМ) ПАВ в растворе – характерная для ПАВ концентрация, при превышении которой происходит образование и рост мицеллы (отсутствие на графике перегиба, означает, что концентрация ПАВ в растворе недостаточна для мицеллообразования). При дальнейшем повышении концентрации ПАВ в растворе, межфазное натяжение остается практически постоянным, поскольку выше ККМ в растворе самопроизвольно протекают процессы образования мицелл.

### **2.3 Исследование растворимости ПАВ в водах разной минерализации**

Растворимость и стабильность растворов ПАВ оценивалась визуально (по изменению внешнего вида) в стандартных условиях. Исследуемые растворы с



концентрацией ПАВ 0,5% масс. Выдерживались при температуре 25 °С в течение 3 суток. Состояние раствора оценивалось сразу после приготовления, через 1 час, 1 сутки и 3 суток.

Для экспериментов по химической стабильности и совместимости пластовых и закачиваемых вод с ПАВ были использованы модели трех типов вод [6, 31]:

- модель пресной воды (дистиллированная вода по ГОСТ 6709);
- модель пластовой воды хлоридно-кальциевого типа (по В.А. Сулину) с минерализацией 250 г/л;
- модель закачиваемой (подтоварной) воды с минерализацией 150 г/л.

## **2.4 Аппаратура и методика исследований физико-химических свойств эмульсионных составов**

В данном разделе представлено краткое описание методик проведения лабораторных исследований, направленных на разработку многофункциональных составов на основе обратных водонефтяных эмульсий для внутрипластовой водоизоляции.

### **2.4.1 Приготовление технологических жидкостей на основе водонефтяных эмульсий**

При приготовлении обратных водонефтяных эмульсий использовались следующие реагенты и товарные продукты, их содержащие [44]:

- эмульгатор ЯЛАН-Э-2 марки Б2, представляющий собой раствор неионогенных ПАВ, синтезированный в виде амидо-аминных солей высших жирных кислот C12-C18 в углеводородных смесевых растворителях путем конденсации полиэтиленполиаминов с жирными кислотами талового масла с растворителями и добавками (ТУ 2458-001-22650721- 2009);
- в качестве дисперсной фазы эмульсий использовали пластовую воду с минерализацией 150 г/л;
- в качестве дисперсионной среды эмульсий использовали керосин марки ТС-1;

– в качестве функциональных добавок использовали неионогенные и анионактивные ПАВ суммарной концентрацией до 5%: гидрофобизатор НГ-1 (ТУ 229-002-22650721-2002) представляющий собой по составу смесь продукта реакции триэтаноламина с жирными кислотами таллового масла, либо с высококипящими фракциями синтетических жирных кислот с растворителями и добавками); сульфонол (ТУ 2481-135-07510508-2007).

Гидрофобные эмульсионные составы (ГЭС) готовились в следующей последовательности:

- приготавливался 20% раствор сульфонола в керосине;
- необходимое количество эмульгатора добавлялось в керосин ТС-1 и при скорости вращения лопастей мешалки 600 об/мин данная смесь перемешивалась в течение пяти минут;
- при сохранении скорости вращения, добавлялось необходимое количество раствора сульфонола, и смесь перемешивалась еще пять минут;
- аналогично добавлялось необходимое количество НПАВ гидрофобизатора НГ-1 в требуемой концентрации, и смесь перемешивалась еще пять минут;
- при сохранении скорости вращения, постоянно тонкой струей добавлялось расчетное количество приготовленной заранее модели пластовой воды и перемешивалась в течение 30 минут до готовности.

В качестве перемешивающего устройства использовалась лабораторная лопастная мешалка пропеллерного типа.

#### **2.4.2 Определение термостабильности и агрегативной устойчивости обратных эмульсий**

Для исследования агрегативной устойчивости в условиях охлажденных пластов на поздней стадии разработки исследуемый ГЭС в стеклянных мерных цилиндрах объемом 50 мл помещался при температурах 25°C и 40°C в термошкаф, где выдерживался 3 суток. Спустя первый час, через 1 сутки и через 3 суток определялась стабильность состава визуальным методом, т.е. не происходило расслоение и образование крупных глобул водной фазы вследствие коагуляции и седиментации дисперсных частиц.

### 2.4.3 Определение реологических свойств обратных эмульсий

Эмульсионные составы представляют собой системы с неньютоновским характером течения. Вязкость в таких системах зависит от напряжения сдвига и является функцией скорости сдвига. Реологические исследования по определению эффективной вязкости ГЭС проводились с использованием прибора Rheotest RN 4.1 (рисунок 2.2) компании Messgerate Medingen GmbH (Германия). Данный прибор может работать в температурном диапазоне от -10 до +120 °С. Диапазон измерения вязкости прибора изменяется от 1 до  $3 \cdot 10^9$  мПа·с. Крутящий момент – 0,1-150 мН·м. Частота вращения – 0-1000 об/мин. Прибор позволяет записывать и обрабатывать получаемые данные с помощью программного пакета «RHEOTEST».



Рисунок 2.2 – Ротационный автоматизированный вискозиметр Rheotest RN 4.1

Построение реологической кривой осуществлялось при температурах 20 и 40°С на следующих режимах:

1. При заданной скорости сдвига (Controlled Rate). Данный режим позволяет строить реологическую кривую (зависимость эффективной вязкости от скорости сдвига) и определить реологическую модель эмульсии с помощью программы «RHEOTEST».
2. При заданном напряжении сдвига (Controlled Stress). В данном случае определяется статическое напряжение сдвига (CHC) по графику зависимости

напряжения сдвига от скорости сдвига при постепенном увеличении последнего параметра от 0 до  $300 \text{ с}^{-1}$  (кривая течения жидкости).

#### **2.4.4 Исследование дисперсности эмульсионных составов на микроскопе**

Исследование дисперсности эмульсионных составов основывалось на определении однородности состава и размера глобул визуальным методом. Исследования проводились на биомедицинском микроскопе Лабомед-2 (рисунок 2.3) производства Labor-microscopes®. Методика проведения экспериментов заключалась в получении микрофотографий приготовленных эмульсий и дальнейшем анализе в программном обеспечении TourView и Image J.



Рисунок 2.3 – Лабораторный микроскоп Лабомед-2

### **2.5 Аппаратура и методика исследований процесса вытеснения нефти из модели слоисто-неоднородного пласта**

#### **2.5.1 Подготовка к фильтрационным исследованиям. Описание лабораторного оборудования**

Краткая характеристика проведенных работ по подготовке к фильтрационным экспериментам:

##### ***1) Подготовка модели слоисто-неоднородного пласта***

Для проведения лабораторных экспериментов моделирования условий терригенных коллекторов использовались насыпные модели пористых сред, изготовленные из кварцевого песка. Процесс вытеснения из моделей слоисто-

неоднородных пластов проводили на лабораторном стенде, предназначенном для исследований фильтрации в условиях неоднородных по проницаемости насыпных моделей.

Заданные значения коэффициентов проницаемостей обеспечивались путем подбора различных фракций чистого кварцевого песка. Для создания фильтрационной модели пласта использовались две зернистые фракции молотого кварцевого песка: фракция №1 (0,16 мм) – для создания низкопроницаемой модели и фракция №2 (0,5 мм) – для создания высокопроницаемой модели. Песок обладает высокой степенью однородности, высокой удельной поверхностью, содержание  $\text{SiO}_2$  составляет от 99,0 до 99,6%.

Частными лабораторными экспериментами было установлено, что для подготовки состава низкопроницаемого пласта соотношение фракций кварцевого песка 1 и 2 следует брать равным 90 и 10% мас., соответственно, для высокопроницаемого – 20 и 80% мас.

Геометрические размеры образцов насыпных моделей составляли: диаметр – 30 мм; длина – 60 мм.

С учетом характеристики неоднородности продуктивных пластов девона при подготовке моделей пласта соблюдалось соотношение (2.1) коэффициентов проницаемостей отдельных пропластков слоисто-неоднородных пластов.

$$(K_2 / K_1) \geq 5, \quad (2.1)$$

где:  $K_1$  и  $K_2$  – коэффициенты проницаемости соответственно низко- и высокопроницаемого пропластка.

Коэффициент проницаемости рассчитывали по формуле Дарси (2.2):

$$k = \frac{\mu \cdot L \cdot Q}{S \cdot \Delta P}, \quad (2.2)$$

где:  $k$  – коэффициент проницаемости керна,  $\text{м}^2$ ;  $\mu$  – вязкость жидкости,  $\text{Па} \cdot \text{с}$ ;  $L$  – длина керна, м;  $Q$  – заданный расход жидкости через керн,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;  $S$  – площадь поперечного сечения образца керна,  $\text{м}^2$ ;  $\Delta P$  – перепад давления на концах образца керна при заданном расходе, Па.

## 2) Определение пористости и проницаемости насыпной модели пласта

Пористость и проницаемость моделей низко- и высокопроницаемого керна определяли на установке ПИК-ПП производства компании АО «ГеоЛогика» (Россия) (рисунок 2.4).

Анализатор газопроницаемости и пористости ПИК-ПП представляет собой автоматический порозиметр, предназначенный для определения коэффициента абсолютной газопроницаемости на образцах керна, как при стационарной, так и нестационарной фильтрации с линейным направлением потока газа для получения информации о фильтрационно-емкостных свойствах изучаемых горных пород.



Рисунок 2.4 – Установка ПИК-ПП (продукт компании АО «ГеоЛогика».)

Измерения порового объёма выполняются с использованием принципа расширения инертного газа (гелия) по закону Бойля-Мариотта, согласно которому

начальный объем газа ( $V_1$ ) можно определить по известным значениям начального и конечного давлений ( $P_1, P_2$ ) и конечного объема ( $V_2$ ):

$$V_1 = \frac{P_2 \cdot V_2}{P_1}, \quad (2.3)$$

где:  $V_1$  – начальный объем, мл;  $P_1$  – начальное давление, Па;  $V_2$  – конечный объем, мл;  $P_2$  – конечное давление, Па.

Измерение проницаемости образца керна методом неустановившегося состояния является более современной технологией по сравнению с методом на основе закона Бойля-Мариотта, хотя эта технология достаточно широко описана в литературе. В начале 70-х годов Стенли К. Джоунз, Маратон Ойл Кампани (Литлтон, штат Колорадо) опубликовал первую статью по анализу керна с использованием этой технологии. Анализатор ПИК-ПП предлагает более совершенные процедуры, позволяющие измерять проницаемость на образцах керна с очень низкой проницаемостью. Этот метод обеспечивает стабилизацию процесса затухания давления в образце керна намного быстрее по сравнению с методом стационарной фильтрации.

Объем пор модели низко- и высокопроницаемого пропластков в ходе лабораторных исследований определяли весовым методом при полном насыщении пластовой водой по формуле:

$$V_{пор} = \frac{m_{нас} - m_{сух}}{\rho}, \quad (2.4)$$

где:  $m_{нас}$  - масса насыпной модели после насыщения моделью пластовой воды, г;  $m_{сух}$  - масса насыпной модели до насыщения моделью пластовой воды, г.

### **3) Насыщение образцов насыпной модели**

Насыщение образцов керна приготовленными моделями пластовой вод и нефтью производилось с помощью сатуратора MS-535 (Coretest Systems Corporation, США) при их предварительном вакуумировании (рисунок 2.5).



Рисунок 2.5 – Сатуратор MS-535 (Coretest Systems Corporation)

### 2.5.2 Определение относительных фазовых проницаемостей

Как известно, фазовая проницаемость горных пород зависит не только от их физических свойств, но также от степени насыщенности порового пространства жидкостями или газом и от их физико-химических свойств.

Определение относительных фазовых проницаемостей (ОФП) по модели нефти и воды для насыпных моделей (однородная модель) проводились при пластовых термобарических условиях, с использованием системы относительной фазовой проницаемости коллектора RPS-812 (производство компании Coretest Systems Corporation), рисунок 2.6.

Данная установка позволяет проводить в режиме стационарной и нестационарной фильтрации фильтрацию одно- и двухфазной систем потока жидкости в термобарических условиях – при температуре до 150°C, горном и поровом давлениях до 34 МПа.

По результатам экспериментов можно определить: эффективную проницаемость для нефти перед фронтом продвижения воды, остаточное количество нефти после заводнения и эффективную проницаемость для воды



позади фронта продвижения воды. Принципиальная схема установки представлена на рисунке 2.7.



Рисунок 2.6 – Система относительной фазовой проницаемости коллектора RPS-812 (*продукт компании Coretest Systems, Inc.*)

Все части установки изготовлены из инертных материалов: Hastelloy™, С-276, Viton и Teflon™, что позволяет использовать различные типы рабочих жидкостей. Управление процессом фильтрации осуществляется программным обеспечением с компьютера, что позволяет работать как в ручном, так и автоматическом (программном) режимах.

Особая конструкция кернодержателя позволяет создавать переменную радиальную нагрузку через систему всестороннего давления и фиксированную осевую нагрузку посредством нагружающего винта. Длина образцов в данном кернодержателе может изменяться от 2,5 до 10,2 см.

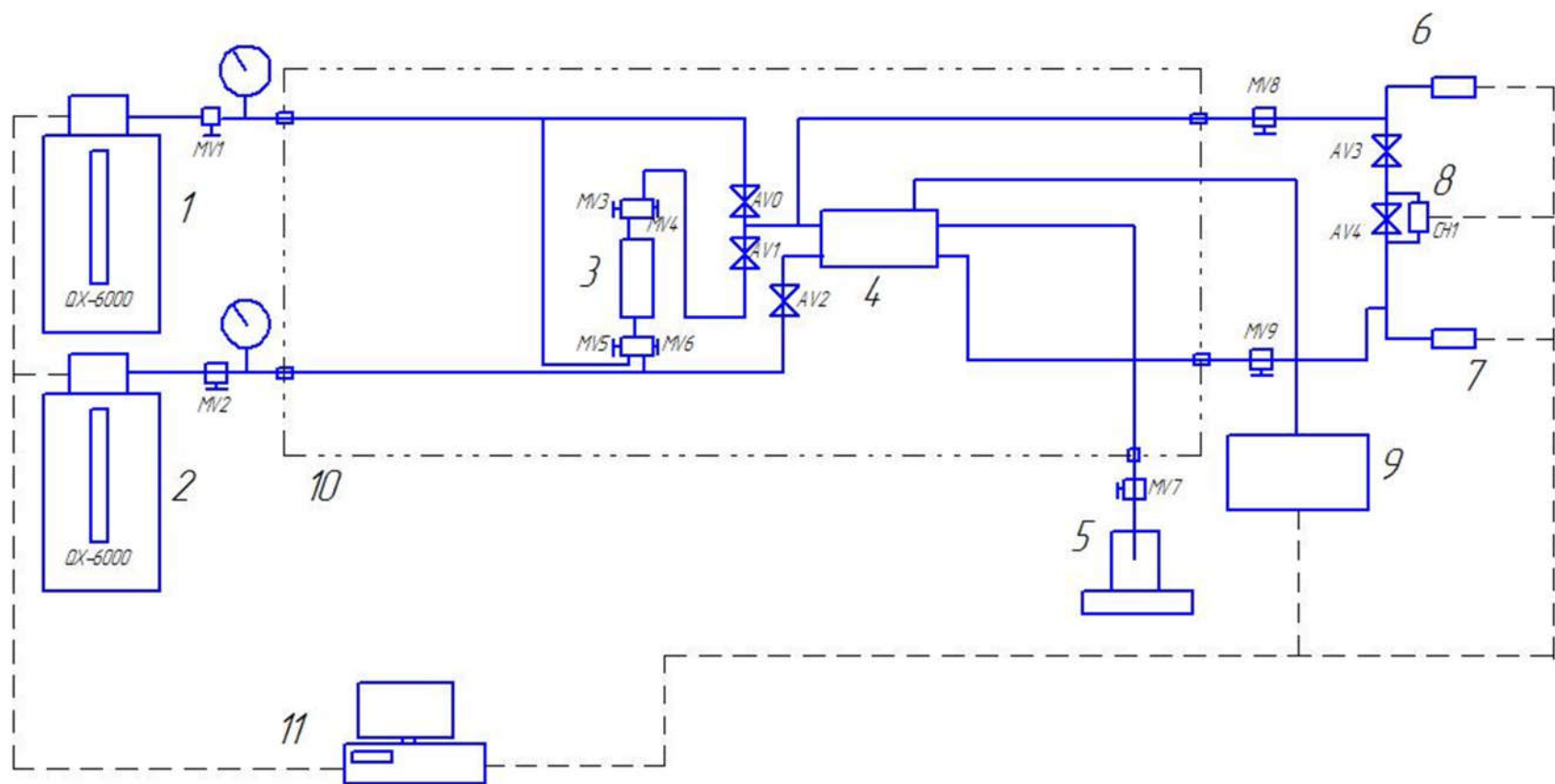


Рисунок 2.7 – Принципиальная схема системы относительной фазовой проницаемости коллектора RPS-812:

1,2 – насос Quizix-6000 для керосина, дистиллированной воды; 3 – поршневой накопитель; 4 – кернодержатель с образцом керна; 5 – мерный цилиндр на выходе из кернодержателя; 6,7 – датчик давления на входе и выходе линии; 8 – дифференциальные датчики давления; 9 – системы давления обжима; 10 – термошкаф; 11 – компьютер – запись данных, визуальный контроль системы; MV1-MV9 – ручные краны; AV0-AV4 – автоматические пневматические клапаны.

Смачиваемая емкость объемом 1 литр (накопитель) управляется насосной системой с использованием ручных клапанов. Дистиллированная вода, вытесняемая из насоса в накопители, выдавливает поршень, который, в свою очередь, вытесняет жидкость из накопителя в породу. Насос, в свою очередь, двухцилиндрового поршневого типа QX-6000. Насос способен работать в режиме постоянной скорости или постоянного давления. Технические характеристики и точность насоса позволяют работать в диапазоне скоростей от 0,01 до 50 мл/мин с приращением 0,001 мл/мин и до максимального давления 34 МПа.

Осевой и боковой обжим образца керна производится автоматизированной системой создания давления, состоящей из пневматического насоса, усиливающего давление, резервуара, клапана и трубок. Компьютерная программа позволяет регулировать всестороннее давление, повышая и понижая давление в данной системе.

### **2.5.3 Определение коэффициента вытеснения нефти из модели слоисто-неоднородного пласта**

Лабораторное моделирование процесса вытеснения из модели слоисто-неоднородного пласта с гидродинамически не связанными пропластками осуществляется путем использования двух и более параллельно подключенных кернодержателей с моделями пористых сред разной проницаемости.

Нами была составлена схема фильтрационной системы, состоящей из двух кернодержателей, предназначенных для насыпных моделей (рисунок 2.8). Кернодержатели были спроектированы автором работы, изготовлены из нержавеющей стали с внутренним диаметром 30 мм и длиной 100 мм (рисунок 2.10). Набивка кернодержателя осуществлялась исходя из соображений создания насыпных моделей различных по проницаемости пропластков – низко- ( $K_1$ ) и высокопроницаемого ( $K_2$ ).

Кернодержатели для лабораторных исследований выполнены без бокового и осевого обжима. С целью предотвращения пристеночных перетоков жидкости (проскальзывания), во-первых, внутренние стенки выполнены с допустимым уровнем шероховатости, во-вторых, крышки кернодержателей исполнены с

выточкой канавок, позволяющих распределять фильтрующуюся жидкость по площади, в-третьих, насыпная модель тщательно уплотнялась. С целью предотвращения выхода кварцевого песка из кернодержателя входные и выходные концы были оснащены фильтрами, не создающими дополнительного сопротивления фильтрующимся жидкостям – мелкая металлическая сетка круглой формы (размер ячейки – 0,063 мм).

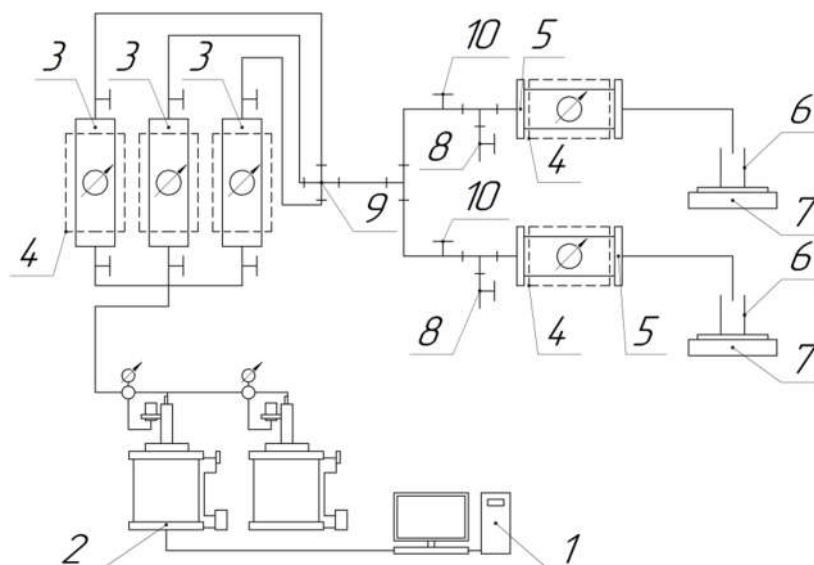


Рисунок 2.8 – Схема лабораторной установки модели слоисто-неоднородного пласта: 1 – компьютер управления; 2 – установка для создания давления; 3 – накопители жидкости; 4 – терморубашки; 5 – разработанный кернодержатель; 6 – мерный стакан; 7 – лабораторные весы; 8 – отвод для промывки торцов керна; 9 – крестовина; 10 – задвижки



Рисунок 2.9 – Фотография лабораторного стенда модели слоисто-неоднородного пласта



Рисунок 2.10 – Фотография разработанного кернодержателя для модели слоисто-неоднородного пласта

Лабораторные опыты по определению коэффициента вытеснения и по изучению процесса вытеснения нефти из модели слоисто-неоднородного пласта выполнялись следующим образом.

Первый тип фильтрационных экспериментов по вытеснению проводился при стандартной температуре 25°C и при пластовой температуре 40°C.

В качестве нефти использовалась изовязкозная модель, приготовленная на основе смеси органического масла и керосина в пропорции 1:1 с целью достижения вязкости при пластовой температуре 6,2 мПа·с.

В качестве вытесняющих агентов применялась дистиллированная вода, модель пластовой воды, различные водные растворы смесей ПАВ и эмульсионные составы. Фильтрационные исследования проводились при расходе вытесняющего агента  $0,5 \cdot 10^{-6}$  м<sup>3</sup>/мин. Вытеснение проводилось путем закачки агента в пропластки по-отдельности и одновременно в два пропластка. Для оценки эффективности характера вытеснения различными составами модели нефти определялись коэффициент вытеснения из модели слоисто-неоднородного пласта и коэффициент довытеснения из модели пласта.

#### ***Порядок подготовки и проведения фильтрационных экспериментов.***

1. Собрать фильтрационный стенд (рисунок 2.9);

2. Насытить модель слоисто-неоднородного пласта моделью пластовой воды (по результатам лабораторных экспериментов, полное насыщение модели происходило при фильтрации 10 поровых объемов);

3. Определить вес насыщенных моделей низко- и высокопроницаемого пропластков –  $M_{nn}^H, M_{nn}^B$ .

4. По формуле 2.5 (формулы являются аналогичными для описания процессов и низкопроницаемого, и высокопроницаемого пропластков) определить объем открытых пор участвующих в фильтрации низкопроницаемого пропластка –  $V_{пор}^H$  и высокопроницаемого пропластка –  $V_{пор}^B$ ;

$$V_{пор}^H = \frac{M_{nn}^H - M_n^H}{\rho_в}, \quad (2.5)$$

где:  $V_{пор}^H$  – объем открытых пор пористой среды низкопроницаемого пропластка участвующих в фильтрации жидкости, мл;  $M_n^H$  – вес кернодержателя с насыпной моделью низкопроницаемого пропластка, г;  $M_{nn}^H$  – вес кернодержателя с насыпной моделью низкопроницаемого пропластка, насыщенной водой, г  $\rho_в$  – плотность модели пластовой воды, г/см<sup>3</sup>;

5. Создать остаточную водонасыщенность, путем прокачки 10 поровых объемов модели нефти. Изменение насыщенности слоисто-неоднородной модели пласта нефтью и водой определяется объемным методом. Производится замер вытесненной моделью нефти воды мерным цилиндром на выходе из низко- и высокопроницаемого пропластков, соответственно –  $V_{выт.в}^H, V_{выт.в}^B$ . Далее определяется по формуле 2.6 остаточная водонасыщенность низко- и высокопроницаемого пропластков, соответственно,  $B_{ост}^H, B_{ост}^B$ .

$$B_{ост}^H = \frac{V_{пор}^H - V_{выт.в}^H}{V_{пор}^H} \cdot 100\%, \quad (2.6)$$

где:  $B_{ост}^H$  – остаточная водонасыщенность модели низкопроницаемого пропластка, %;  $V_{выт.в}^H$  – объем вытесненной нефтью воды из модели низкопроницаемого пропластка, мл;  $V_{пор}^H$  – объем открытых пор участвующих в фильтрации жидкости модели низкопроницаемого пропластка, мл.

6. Начальная нефтенасыщенность низкопроницаемого пропластка моделью нефти –  $V_{нач}^H$  приравнивается к объему вытесненной из него воды ( $V_{выт.в}^H$ ), аналогично для высокопроницаемого пропластка –  $V_{нач}^B$  ( $V_{выт.в}^B$ ).

7. Произвести закачку каждого из применяемых вытесняющих агентов при условии стационарной фильтрации, с достижением стабильного значения давления фильтрации (закачки)  $P_3$ .

8. В процессе фильтрации производится запись данных об объемах прокаченной жидкости и давлениях на входе и выходе из образца. Производится анализ полученных результатов, с помощью построения зависимостей прироста объема вытесненной модели нефти ( $V_{выт.н.}$ ) от объема профильтрованной жидкости ( $V_{выт.в}$ ) к объему пор модели пласта ( $V_{выт.в}/V_{пор}$ ).

9. Оценить динамику вытеснения нефти, определяя текущее значение коэффициента вытеснения ( $K_{в.тек}$ ), на момент прорыва вытесняющего агента, конечное значение  $K_в$ . На неоднородных моделях пласта производится оценка показатель  $K_в$  каждого пропластка, а также пласта в целом.

Коэффициент вытеснения  $K_в$  обозначает отношение объема нефти, вытесненной водой (или другими агентами) из модели пласта или образца породы до полного обводнения получаемой продукции (или стабилизации), к начальному объему нефти, содержащейся в образце или модели пласта.

Начальный объем нефти неоднородного пласта в целом –  $V_{нач}$ , находящейся в моделях низко- и высокопроницаемого пропластков, соответственно  $V_{нач}^H$  и  $V_{нач}^B$ , определяется по формуле 2.7

$$V_{нач} = V_{нач}^H + V_{нач}^B, \quad (2.7)$$

где:  $V_{нач}$  – начальный объем нефти в модели слоисто-неоднородного пласта, мл;  $V_{нач}^H$  – начальный объем нефти в низкопроницаемом пропластке, мл;  $V_{нач}^B$  – начальный объем нефти в высокопроницаемом пропластке, мл.

Коэффициент вытеснения нефти из модели низкопроницаемого пропластка за безводный период –  $K_{в0}^H$  (обозначение для модели высокопроницаемого пропластка –  $K_{в0}^B$ ) определяется по формуле 2.8

$$K_{\epsilon 0}^H = \frac{V_{\text{выт}0}^H}{V_{\text{нач}}^H}, \quad (2.8)$$

где:  $K_{\epsilon 0}^H$  – коэффициент вытеснения нефти низкопроницаемого пропластка за безводный период, д.ед;  $V_{\text{выт}0}^H$  – объем нефти, вытесненной из модели низкопроницаемого пропластка за безводный период, мл.

Коэффициент вытеснения нефти из модели низкопроницаемого пропластка после прокачки 1-ой оторочки –  $K_{\epsilon}^{H1}$ , д.ед. (для высокопроницаемого пропластка –  $K_{\epsilon}^{B1}$ ) определяли по формуле 2.9

$$K_{\epsilon}^{H1} = \frac{V_{\text{выт}}^{H1}}{V_{\text{нач}}^H}, \quad (2.9)$$

где:  $V_{\text{выт}}^{H1}$  – объем нефти, вытесненной из модели низкопроницаемого пропластка первой оторочкой, мл.

Коэффициент вытеснения нефти из модели низкопроницаемого пропластка посредством закачки 2-ой оторочки –  $K_{\epsilon}^{H2}$ , д.ед., определяли по формуле 2.10 (для модели высокопроницаемого пропластка –  $K_{\epsilon}^{B2}$ ).

$$K_{\epsilon}^{H2} = \frac{V_{\text{выт}}^{H2}}{V_{\text{нач}}^H}, \quad (2.10)$$

где:  $V_{\text{выт}}^{H2}$  – объем нефти, вытесненной из модели низкопроницаемого пропластка второй оторочкой, мл.

Коэффициент довытеснения нефти (конечный) из модели низкопроницаемого пропластка –  $K_{\epsilon}^H$ , д.ед. (для модели высокопроницаемого пропластка –  $K_{\epsilon}^B$ ), определяли по формуле 2.11

$$K_{\epsilon}^H = \frac{V_{\text{выт}}^H}{V_{\text{нач}}^H}, \quad (2.11)$$

где:  $V_{\text{выт}}^H$  – общий объем нефти, вытесненной из модели низкопроницаемого пропластка, мл.

Прирост коэффициента вытеснения нефти для модели низкопроницаемого пропластка после ввода 2-ой оторочки –  $\Delta K_{\epsilon}^H$ , %, определяли по формуле 2.12 (для модели высокопроницаемого пропластка –  $\Delta K_{\epsilon}^B$ ).

$$\Delta K_{\epsilon}^H = \frac{K_{\epsilon}^H - K_{\epsilon}^{H1}}{K_{\epsilon}^H} \cdot 100\%. \quad (2.12)$$



Коэффициент довытеснения нефти для модели слоисто-неоднородного пласта в целом  $K_e$ , д.ед, определяли по формуле 2.13

$$K_e = \frac{V_{\text{выт}}^H + V_{\text{выт}}^B}{V_{\text{нач}}^H + V_{\text{нач}}^B}. \quad (2.13)$$

Прирост коэффициента вытеснения модели слоисто-неоднородного пласта в целом после ввода второй оторочки –  $\Delta K_e$  (%), определяли по формуле 2.14

$$\Delta K_e = \frac{(K_e^H + K_e^B) - (K_e^{H1} + K_e^{B1})}{K_e^H + K_e^B} \cdot 100\%. \quad (2.14)$$

#### 2.5.4 Методика определения коэффициента остаточного сопротивления

Определение остаточного фильтрационного сопротивления после закачки разработанного эмульсионного состава производится для того, чтобы оценить возможность блокировать высокопроницаемые каналы для движения пластовых минерализованных вод разработанным составом, и оценить степень повреждения нефтенасыщенной части пласта.

Фильтрационные исследования проводились на фильтрационной установке FDES-645 в условиях максимально приближенных к пластовым: с созданием горного давления, пластового давления и температуры. Установка позволяет работать в диапазоне порового (пластового) давления до 34 МПа, давление обжима образца керна (горного) до 68 МПа, температуре до 150 °С, расходе жидкости от 0,0001 до 50 мл/мин. Принципиальная схема установки представлена на рисунке 2.11.

Все части установки изготовлены из инертных материалов: Hastelloy™, C-276, Viton и Teflon™, что позволяет использовать различные типы рабочих жидкостей. Управление процессом фильтрации осуществляется программным обеспечением с компьютера, что позволяет работать как в ручном, так и автоматическом (программном) режимах.

Система определения степени повреждения пласта FDES-645 оборудована тремя цилиндрами-накопителями, позволяющими проводить опыты с использованием нескольких разных жидкостей. Дистиллированная вода, вытесняемая из насоса в накопители, выдавливает поршень, который, в свою очередь, вытесняет жидкость из накопителя в породу. Насос аналогичен,

применяемому на установке RPS-812, двухцилиндрового поршневого типа QX-6000. Насос способен работать в режиме постоянной скорости или постоянного давления. Технические характеристики и точность насоса позволяют работать в диапазоне скоростей от 0,01 до 50 мл/мин с приращением 0,001 мл/мин и до максимального давления 34 МПа.

Особая конструкция кернодержателя позволяет создавать переменную радиальную нагрузку через систему всестороннего давления и фиксированную осевую нагрузку посредством нагружающего винта. Длина образцов в данном кернодержателе может изменяться от 2,5 до 10,2 см. Кернодержатель имеет три линии входа и три линии выхода для флюидов в торцевых частях керна для осуществления смены направления фильтрационных потоков.

Осевой и боковой обжим образца керна производится автоматизированной системой создания давления, состоящей из пневматического насоса, усиливающего давление, резервуара, клапана и трубок. Компьютерная программа позволяет регулировать всестороннее давление, повышая и понижая давление в данной системе.

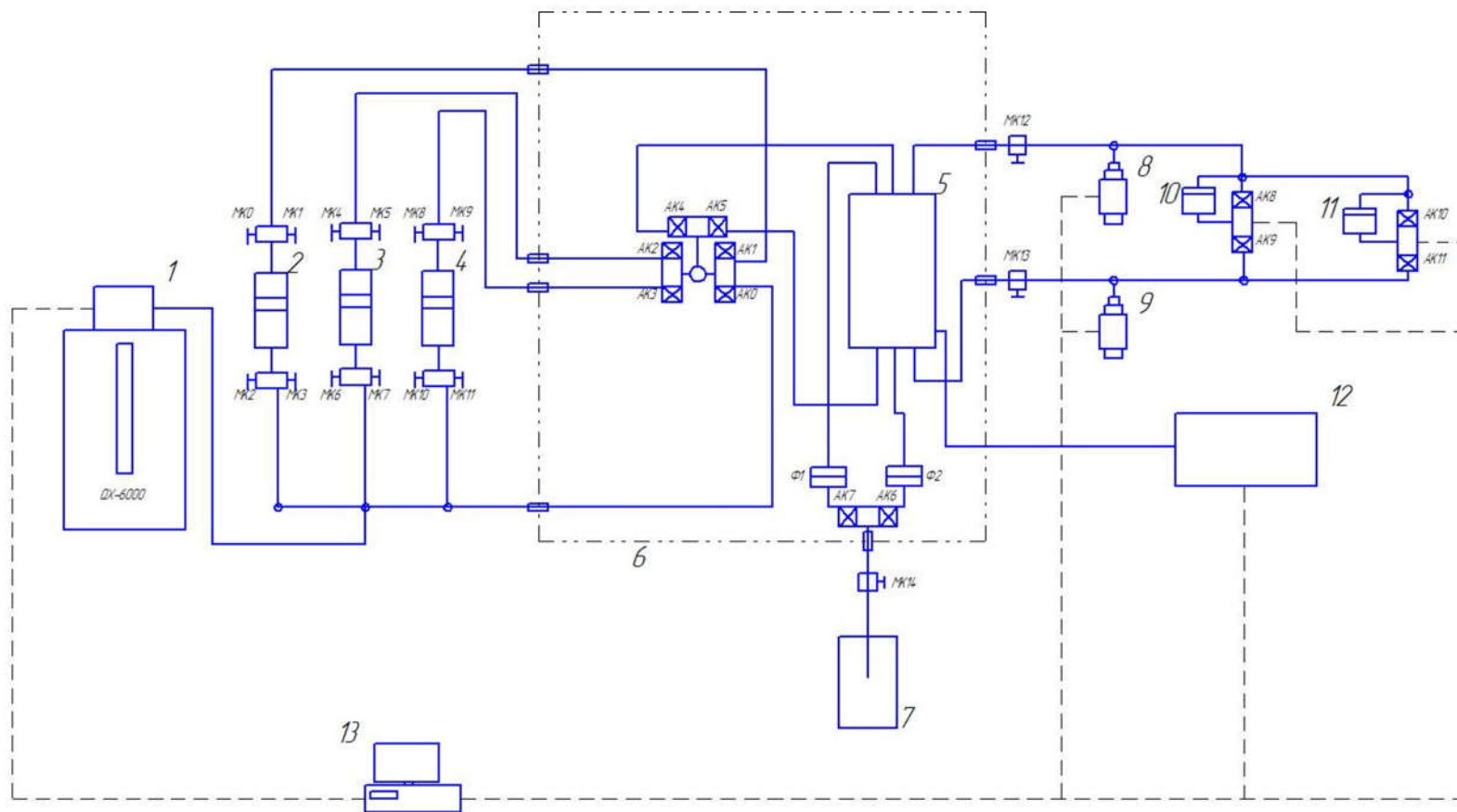


Рисунок 2.11 – Принципиальная схема фильтрационной установки FDES-645 (Coretest Systems Corporation): 1 – насос Quizix-6000; 2,3,4 – поршневые накопители №1, №2, №3; 5 – кернодержатель с образцом керна; 6 –термошкаф; 7 – мерный цилиндр на выходе из кернодержателя; 8,9 – датчик давления на входе и выходе линии; 10,11 – дифференциальные датчики давления; 12 –системы давления обжима; 13 – компьютер – запись данных, визуальный контроль системы; МК0-МК14 – механические (ручные) клапаны высокого давления; АК0-АК11 – автоматизированные пневматические клапаны высокого давления; Φ1, Φ2 – фильтры.

Эффективность разработанной эмульсии оценивалась на основании результатов лабораторных фильтрационных исследований по её влиянию на изменение проницаемости кернов по воде и нефти. В дальнейшем производилась оценка селективной способности. Порядок экспериментов заключался в исследовании сначала водонасыщенного высокопроницаемого насыпного образца, впоследствии – низкопроницаемого нефтенасыщенного (насыщенного моделью нефть). Исследования проводились в режиме «постоянный расход – меняющиеся перепады давления».

Фильтрационный эксперимент по определению остаточного фактора сопротивления на водонасыщенном высокопроницаемом образце проводился по следующей методике:

1) подготовленный образец насыпной модели насыщался моделью пластовой воды (раздел 2.5.1) и определялся поровый объем по методике, описанной в разделе 2.5.3 по формуле 2.5;

2) насыщенная модель помещалась в фильтрационный стенд, где создавались термобарические условия, приближенные к пластовым;

3) измерялась первоначальная фазовая проницаемость керна по пластовой воде в режиме постоянного расхода ( $0,5 \text{ см}^3/\text{мин}$ ) до стабилизации градиента давления;

4) при постоянном расходе  $0,5 \text{ см}^3/\text{мин}$  через керн прокачали 1 поровый объем эмульсии;

5) далее производился замер измененной фазовой проницаемости керна по пластовой воде в режиме постоянного расхода ( $0,5 \text{ см}^3/\text{мин}$ ) до стабилизации градиента давления.

Фильтрационный эксперимент по определению остаточного фактора сопротивления на низкопроницаемом образце, насыщенном моделью нефти, проводился аналогично.

Обработка результатов фильтрационных исследований заключалась в следующем:

- определялись градиенты давления до и после закачки эмульсии в насыпную модель, на основе которых рассчитывались коэффициенты фазовой проницаемости по модели пластовой воды и модели нефти до и после закачки исследуемого состава;
- фиксировался максимальный градиент давления закачки эмульсии в насыпную модель;
- выполнялся расчет коэффициента относительного изменения проницаемости керна после его обработки исследуемым составом:

$$\bar{k} = \frac{k_2 - k_1}{k_1} \cdot 100, \quad (2.15)$$

где:  $\bar{k}$  – коэффициент изменения проницаемости, %;  $k_1$  – проницаемость по нефти/воде до закачки эмульсии, мкм<sup>2</sup>;  $k_2$  – проницаемость по нефти/воде после закачки эмульсии, мкм<sup>2</sup>.

Положительное значение коэффициента относительного изменения проницаемости означает увеличение проницаемости образца керна относительно его исходного значения, а отрицательное – уменьшение проницаемости.

- выполнялся расчет фактора остаточного сопротивления образца после его обработки исследуемым эмульсионным составом:

$$R_{ocm1} = \frac{gradP_2}{gradP_1}, \quad (2.16)$$

где:  $R_{ocm1}$  – фактор остаточного сопротивления после обработки эмульсионным составом, ед;  $gradP_1$  – градиент давления закачки в образец насыпной модели воды/нефти до закачки эмульсии, Па/м;  $gradP_2$  – градиент давления закачки в образец насыпной модели воды/нефти после закачки эмульсии, Па/м;

### **2.5.5 Методика определения коэффициента селективности эмульсионного состава**

Для оценки селективности эмульсионного состава был проведен ряд фильтрационных экспериментов.

С целью моделирования слоисто-неоднородного пласта стенд FDES-645 (описанный в разделе 2.5.4) был дополнительно оснащен вторым кернодержателем, параллельно установленным с первым. В кернодержатели помещались образцы насыпных моделей, один из которых был насыщен моделью пластовой воды, а второй – изовязкозной моделью нефти. Исследования проводились в режиме постоянного расхода ( $0,5 \text{ см}^3/\text{мин}$ ), при этом измерялись перепады давления.

Методика проведения фильтрационных исследований состояла в следующем:

1. Подготовленные образцы насыпных моделей насыщались под вакуумом приготовленной моделью пластовой воды или нефти. После насыщения определялся поровый объем керна методом взвешивания по величине изменения массы.

2. Насыщенные образцы керна помещались в кернодержатели фильтрационной установки FDES-645, где создавались горное давления и температура, максимально приближенные к пластовым условиям.

3. Производилась фильтрация через образец керна воды (или изовязкозной модели нефти через нефтенасыщенный интервал продуктивного пласта). При этом измерялась первоначальная фазовая проницаемость керна по пластовой воде (модели нефти) в режиме постоянного расхода до стабилизации градиента давления при пластовой температуре и давлении.

4. Производилась одновременная закачка двух поровых объемов исследуемого эмульсионного состава в оба образца керна при постоянном расходе. При этом фиксировался объем жидкости, вытесненный из нефтенасыщенного и водонасыщенного керна.

5. Производился замер фазовой проницаемости образцов керна по пластовой воде и нефти в режиме постоянного расхода.

6. Обработка результатов фильтрационных исследований по определению коэффициента селективности проводилась аналогично разделу 2.5.4 для определения фактора остаточного сопротивления. Дополнительно рассчитывался коэффициент селективности:

$$K_s = \frac{R_2}{R_1}, \quad (2.17)$$

где:  $K_s$  – коэффициент селективности, ед.;  $R_1$  – фактор остаточного сопротивления нефтенасыщенного образца насыпной модели, ед.;  $R_2$  – фактор остаточного сопротивления водонасыщенного образца насыпной модели, ед.

### **Выводы к главе 2**

Для обоснованного применения предложенной технологии физико-химического воздействия, изучения особенностей вытеснения нефти эмульсионными составами и в соответствии с этим получения результатов, на основе которых можно принять меры по повышению эффективности довыработки запасов на месторождениях на поздней стадии разработки, была разработана программа лабораторных исследований. Программа включает в себя физико-химические, реологические и фильтрационные исследования свойств разрабатываемого эмульсионного состава. Исследования состава по разработанной программе проведены на современном высокотехнологичном оборудовании лаборатории «Повышения нефтеотдачи пластов» Горного университета.

Разработана методика лабораторных экспериментальных исследований процессов извлечения нефти из неоднородных терригенных коллекторов, предусматривающая:

- проведение лабораторных исследований на современных установках, позволяющих создавать условия, приближенные к пластовым (термобарические условия);

- использование жидкостей (или моделей жидкостей) и моделей пласта соответствующих по составу и свойствам реальным пластовым флюидам и породам;
- применение в качестве химических агентов – ПАВ, эмульгаторов, гидрофобизаторов, свойства которых позволяют применять их в условиях неоднородных терригенных пластов и вод повышенной минерализации.



### **ГЛАВА 3 РАЗРАБОТКА ЭМУЛЬСИОННОГО СОСТАВА С ГИДРОФОБНЫМИ СВОЙСТВАМИ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ОХВАТА ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ВОЗДЕЙСТВИЕМ**

#### **3.1 Обоснование и выбор реагентов для приготовления состава с комплексным воздействием на пласт**

В главе 1 рассмотрены причины ухудшения фильтрационных свойств призабойной зоны скважины (ПЗС) в процессе разработки от применения технологических жидкостей и причины неравномерности фронта продвижения воды по пласту. Также в главе 1 показана актуальность применения жидкостей с комплексным воздействием на пласт, а именно обратные эмульсии (ОЭ) с добавлением поверхностно-активных веществ.

Используемые в нефтяной отрасли ОЭ с целью выравнивания профиля приемистости и дальнейшего выравнивания охвата пласта заводнением, в соответствии с современными требованиями к технологическим жидкостям и проведенным анализом теоретических исследований [21, 62, 62, 74, 78, 79, 84], должны обладать следующими свойствами:

- селективностью;
- регулируемой плотностью и реологическими свойствами;
- высокой агрегативной устойчивостью и термостабильностью;
- совместимостью с пластовыми флюидами (устойчивостью к минерализации пластовой воды);
- обладать низкой начальной вязкостью и хорошей фильтруемостью в пористой среде;
- антикоррозионными свойствами;
- быть экологически безопасными;
- быть доступными, недефицитными и недорогими.

На основе проделанной литературно-патентной проработки, а также комплекса лабораторных исследований, был разработан химический состав,

представляющий собой обратную эмульсию с гидрофобными свойствами, в которой дисперсной фазой служит закачиваемая подтоварная вода системы ППД с минерализацией 150 г/л. В качестве дисперсионной среды предлагается использовать керосин марки ТС-1 в связи с его доступностью. В качестве эмульгатора использовался ЯЛАН-Э2 марки Б2, доказавший на практике высокие характеристики улучшения свойств ОЭ [62, 67, 68]. Кроме этого разработанный эмульсионный состав содержит функциональные добавки, позволяющие улучшить агрегативную устойчивость эмульсии, её физико-химические и реологические свойства.

### **3.1.1 Обоснование выбора функциональных добавок на основе поверхностно-активных веществ (ПАВ)**

Очевидно, что основными требованиями, предъявляемыми к ПАВ являются высокая поверхностная активность на границе нефть-вода и наиболее низкая адсорбция на поверхности породы. Однако немаловажно при подборе ПАВ для приготовления ОЭ учитывать минералогический состав пород пласта, химический состав пластовой и нагнетаемой вод, пластовую температуру [7, 58, 77].

Были проведены лабораторные исследования 8 поверхностно-активных веществ различных типов, применяемых в качестве добавок в закачиваемые сточные воды на различных месторождениях Урало-Поволжской нефтегазоносной провинции, представленных терригенными коллекторами и находящихся на завершающей стадии разработки.

В рамках исследований изучено влияние типа ПАВ и минерализации пластовой и закачиваемой вод на стабильность технологических жидкостей, в состав которых входит ПАВ; влияние концентрации ПАВ на межфазное натяжение растворов ПАВ на границе с углеводородной фазой.

Для экспериментов по химической стабильности и совместимости пластовых и закачиваемых вод с ПАВ были использованы модели трех типов вод [6, 31]:

- модель пресной воды (дистиллированная вода по ГОСТ 6709);

– модель пластовой воды хлоридно-кальциевого типа (по В.А. Сулину) с минерализацией 250 г/л;

– модель закачиваемой (подтоварной) воды с минерализацией 150 г/л.

Исследование свойств ПАВ проводились на примере следующих 8 поверхностно-активных веществ в диапазоне концентраций от 0,1 % до 5% масс.:

1) анионные ПАВ:

- сульфонол порошок (ТУ 2481-135-07510508-2007);
- лаурилсульфат натрия (ТУ 2481-023-50199225-2002).

2) катионный ПАВ:

- Нефтенол ГФ (ТУ 2484-035-17197708-97);

3) неионогенные ПАВ:

- Неонол АФ 9-6 (ТУ 2483-077-05766801-98);
- Неонол АФ 9-12 (ТУ 2483-077-05766801-98);
- ОП-10 (ГОСТ 8433-81);

4) композиции ПАВ (смесь анионных и неионогенных ПАВ):

- Нефтенол МЛ (ТУ 2481-056-17197708-00);
- Моющий состав МС-20 МПС (ТУ 2458-021-92627037-2013).

### **3.1.1.1 Результаты исследования растворимости ПАВ в водах разной минерализации**

Исследования проводились по методике, описанной в разделе 2.3.

Результаты исследований растворимости и устойчивости растворов ПАВ в зависимости от модели используемой воды для приготовления растворов представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты анализа изменения внешнего вида и состояния растворов ПАВ при температуре 25 °С

| №<br>п/п | Название ПАВ            | Модель пресной воды                   |                                       |                                       |                                       | Модель пластовой воды с минерализацией<br>250 г/л |                                       |                                       |                                       | Модель закачиваемой воды (с УПСВ) с<br>минерализацией 150 г/л |                                       |                                       |                                       |
|----------|-------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|
|          |                         | Состояние раствора                    |                                       |                                       |                                       | Состояние раствора                                |                                       |                                       |                                       | Состояние раствора                                            |                                       |                                       |                                       |
|          |                         | после<br>приготов-<br>ления           | через 1<br>час                        | через 1<br>сутки                      | через 3<br>суток                      | после<br>приготов-<br>ления                       | через 1<br>час                        | через 1<br>сутки                      | через 3<br>суток                      | после<br>приготов-<br>ления                                   | через 1<br>час                        | через 1<br>сутки                      | через 3<br>суток                      |
| 1.       | Сульфенол<br>(порошок)  | Плохо-<br>растворим                   | Плохо-<br>растворим                   | Растворим                             | Растворим                             | Плохо-<br>растворим                               | Плохо-<br>растворим                   | Выпадает<br>осадок                    | Выпадает<br>осадок                    | Плохо-<br>растворим                                           | Плохо-<br>растворим                   | Выпадает<br>осадок                    | Выпадает<br>осадок                    |
| 2.       | Лаурилсульфат<br>натрия | Плохо-<br>растворим                   | Плохо-<br>растворим                   | Растворим                             | Растворим                             | Плохо-<br>растворим                               | Плохо-<br>растворим                   | Выпадает<br>осадок                    | Выпадает<br>осадок                    | Плохо-<br>растворим                                           | Плохо-<br>растворим                   | Выпадает<br>осадок                    | Выпадает<br>осадок                    |
| 3.       | Нефтенол ГФ             | Растворим                             | Растворим                             | Растворим                             | Растворим                             | Растворим                                         | Растворим                             | Растворим                             | Растворим                             | Растворим                                                     | Растворим                             | Растворим                             | Растворим                             |
| 4.       | Неонол АФ 9-6           | Растворим                             | Растворим                             | Растворим                             | Растворим                             | Растворим                                         | Растворим                             | Растворим                             | Растворим                             | Растворим                                                     | Растворим                             | Растворим                             | Растворим                             |
| 5.       | Неонол АФ 9-12          | Не<br>растворим<br>(образует<br>гель) | Не<br>растворим<br>(образует<br>гель) | Не<br>растворим<br>(образует<br>гель) | Не<br>растворим<br>(образует<br>гель) | Не<br>растворим<br>(образует<br>гель)             | Не<br>растворим<br>(образует<br>гель) | Не<br>растворим<br>(образует<br>гель) | Не<br>растворим<br>(образует<br>гель) | Не<br>растворим<br>(образует<br>гель)                         | Не<br>растворим<br>(образует<br>гель) | Не<br>растворим<br>(образует<br>гель) | Не<br>растворим<br>(образует<br>гель) |
| 6.       | ОП-10                   | Плохо-<br>растворим                   | Плохо-<br>растворим                   | Растворим                             | Растворим                             | Плохо-<br>растворим                               | Плохо-<br>растворим                   | Плохо-<br>растворим                   | Плохо-<br>растворим                   | Плохо-<br>растворим                                           | Плохо-<br>растворим                   | Плохо-<br>растворим                   | Плохо-<br>растворим                   |
| 7.       | Нефтенол МЛ             | Хорошо-<br>растворим                  | Хорошо-<br>растворим                  | Хорошо-<br>растворим                  | Хорошо-<br>растворим                  | Хорошо-<br>растворим                              | Хорошо-<br>растворим                  | Хорошо-<br>растворим                  | Хорошо-<br>растворим                  | Хорошо-<br>растворим                                          | Хорошо-<br>растворим                  | Хорошо-<br>растворим                  | Хорошо-<br>растворим                  |
| 8.       | Моющий состав<br>МС-20  | Хорошо-<br>растворим                  | Хорошо-<br>растворим                  | Хорошо-<br>растворим                  | Хорошо-<br>растворим                  | Хорошо-<br>растворим                              | Хорошо-<br>растворим                  | Хорошо-<br>растворим                  | Хорошо-<br>растворим                  | Хорошо-<br>растворим                                          | Хорошо-<br>растворим                  | Хорошо-<br>растворим                  | Хорошо-<br>растворим                  |

Результаты исследования показали, что хорошо растворимы в воде только смеси ПАВ Нефтенол МЛ и Моющий состав МС-20, при этом не зависимо от минерализации воды (в диапазоне от 0 до 250 г/л). Также растворимыми как в пресной, так и в минерализованной воде являются неионогенный ПАВ Неонол АФ 9-6 и катионактивный - Нефтенол ГФ. Неонол АФ 9-12 по техническим условиям при смешивании с холодной водой образует труднорастворимые гели, которые разрушаются при нагревании смеси выше 50 °С при перемешивании (по ТУ).

Плохая растворимость сульфонола и лаурилсульфата натрия объясняется тем, что реагент представлен в сухом виде. Растворимость данных ПАВ наступает только через сутки с периодическим перемешиванием раствора, но при этом часть ПАВ выпадает хлопьями в минерализованной воде (растворимость сульфонола значительно выше в спиртах и керосине).

Таким образом, в составе закачиваемой воды в большей степени могут рекомендоваться комплексные поверхностно-активные вещества [49].

### **3.1.1.2 Результаты исследования межфазного натяжения водных растворов ПАВ на границе с углеводородной фазой**

Межфазное натяжение водных растворов ПАВ на границе с керосином измерялось по методике описанной в главе 2.2.

Результаты определения поверхностно-активных свойств исследуемых растворов ПАВ представлены в таблице 3.2 и на рисунке 3.1.

Таблица 3.2 – Межфазное натяжение растворов ПАВ на границе с керосином ТС-1

| №<br>п/п | Название ПАВ  | Межфазное натяжение раствора, мН/м, при концентрации ПАВ в растворе, % масс. |      |     |     |      |     |
|----------|---------------|------------------------------------------------------------------------------|------|-----|-----|------|-----|
|          |               | 0                                                                            | 0,1  | 0,5 | 1   | 2    | 5   |
| 1.       | Сульфонол     | 31,4                                                                         | 4,2  | 1,8 | 1,4 | 1,1  | 1,0 |
| 2.       | Неонол АФ 9-6 | 31,4                                                                         | 13,4 | 9,9 | 9,1 | 8,5  | 7,9 |
| 3.       | ОП-10         | 31,4                                                                         | 5,7  | 3,7 | 3,5 | 3,25 | 2,9 |
| 4.       | Нефтенол МЛ   | 31,4                                                                         | 6,4  | 2,3 | 1,9 | 1,7  | 1,7 |

Из графика (рисунок 3.1) видно, что ККМ для всех рассматриваемых ПАВ соответствует концентрации в 0,5 % масс., которая является оптимальной концентрацией для применения данных реагентов с точки зрения физико-химических свойств.

Можно отметить, что наиболее эффективным реагентом, снижающим межфазное натяжение на границе водного раствора с углеводородной фазой, является анионный ПАВ - сульфенол, но ввиду его плохой растворимости в воде использование данного ПАВ рекомендуется в растворе керосина [49].

В литературных источниках отмечается, что анионные ПАВ обладают повышенной адсорбционной способностью, в связи с чем рекомендуется увеличить концентрацию сульфенола до 1% масс.

Также следует отметить высокую способность сульфенола к пенообразованию водных растворов, а применимо к водо-нефтяным эмульсиям – высокую диспергирующую способность.

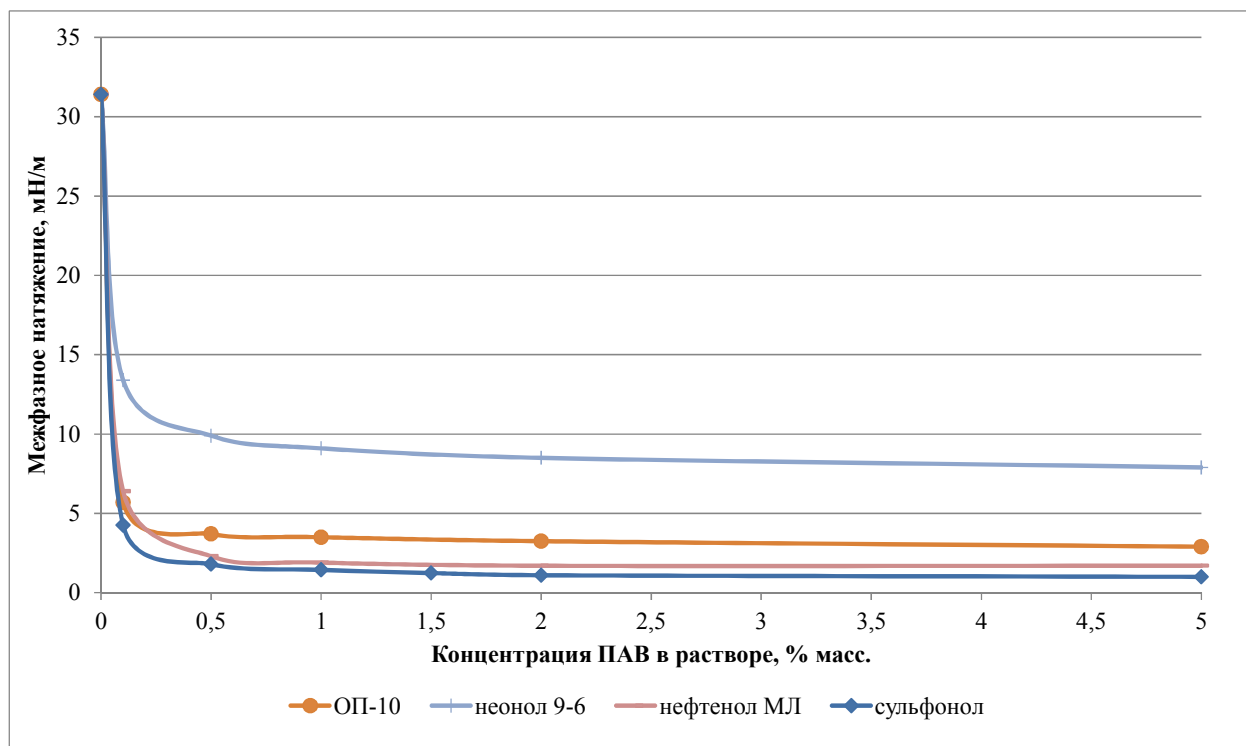


Рисунок 3.1 – Изотерма межфазного натяжения водных растворов ПАВ на границе с керосином

### 3.1.2 Обоснование выбора функциональных добавок на основе комплексных ПАВ с гидрофобными свойствами

В работах [22, 41] на основании полученных экспериментальных исследований было установлено, что оптимальной концентрацией ПАВ (гидрофобизатора НГ-1) в растворе, с точки зрения физико-химических свойств (ККМ) является концентрация 1% масс. При данной концентрации гидрофобизатора НГ-1 наблюдается максимальный гидрофобизирующий эффект, т. е. предельная адсорбция молекул ПАВ на поверхности породы.

Исследовалось влияние добавки гидрофобизатора в рабочей концентрации 1% масс. на селективность действия разработанного эмульсионного состава в условиях терригенных коллекторов с поровым типом пустотного пространства, находящихся на поздней стадии разработки.

Результаты проведенных фильтрационных экспериментов на насыпных моделях представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Результаты фильтрационных экспериментов до и после добавки гидрофобизатора НГ-1 к обратной эмульсии

| Параметр                                                       | Единица измерения          | Без НГ-1 | После добавки НГ-1 | Отклонение % |
|----------------------------------------------------------------|----------------------------|----------|--------------------|--------------|
| Градиент давления закачки воды в керн насыщенный водой         | МПа/м                      | 27,1     | 242                | - 10,7       |
| Градиент давления закачки воды в керн насыщенный моделью нефти | МПа/м                      | 34,0     | 355                | + 4,4        |
| Начальная проницаемость по керосину                            | $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup> | 300      |                    |              |

Проведя анализ фильтрационных экспериментов, можно отметить, что добавка 1% масс. гидрофобизатора НГ-1 к разработанному эмульсионному составу придает ему избирательность и увеличивает его проникающую способность в водоносную часть пласта.

### 3.1.3 Результаты исследования вытесняющей способности растворов ПАВ

Результаты проведенных экспериментов представлены в таблице 3.4. Зависимость коэффициента вытеснения от количества прокаченных поровых объемов представлена на рисунке 3.2.

Из таблицы 3.4 видно, что вытеснение модели нефти из поровой среды водным раствором ПАВ (гидрофобизатора НГ-1) оказалось эффективнее на 28,8 % по сравнению с вытеснением водами различной минерализацией (получен  $k_{\text{выт}}$  0,849 д.ед. против 0,659 при вытеснении минерализованной водой). Анализ процесса довытеснения показывает, что коэффициент довытеснения равен 0,109 д.ед., что составляет 14 % прироста к стандартному вытеснению минерализованной водой. При этом конечный коэффициент вытеснения после довытеснения на 7,8 % меньше, чем при вытеснении 0,5 % масс. раствором ПАВ с начала закачки, что подтверждается в литературных источниках промысловыми экспериментами [17, 59]. Вероятной причиной такого эффекта является изменение характера смачиваемости коллектора, влекущая за собой изменение относительных фазовых проницаемостей породы.

Проведенный комплекс физико-химических исследований различных типов поверхностно-активных веществ подтверждает необходимость тщательного подбора и контроля использования химических добавок при закачке воды в нефтяной пласт. Требуемая растворимость, совместимость и стабильность исследуемых растворов ПАВ с закачиваемыми пластовыми водами оценивается на основе результатов лабораторных исследований, направленных на изучение химической совместимости ионов солей, находящихся в пластовой и подтоварной воде с активными компонентами добавляемых в воду реагентов, также на установление влияния реагента на изменение вытесняющих свойств воды за счет перераспределения капиллярных сил в породе [48, 49].

По результатам исследований можно сделать основной вывод, что закачка растворов ПАВ в низких концентрациях 0,5 – 1 % комплексных составов ПАВ, содержащих анионактивные и неионогенные ПАВ, позволяет добиться



повышения нефтеотдачи обводненных терригенных коллекторов, в условиях повышенной минерализации закачиваемых вод, на 3-10%, что подтверждается результатами лабораторных исследований и промысловых испытаний, описанных в работах [7, 9, 10, 17, 60, 86].

Таблица 3.4 – Характеристики вытеснения модели нефти различными агентами

| № п/п               | Вытесняющий агент                                   | Объем пор $V_{пор}$ , мл | Объем св. воды $V_{св.в}$ , мл | Начальный объем мод.нефти $V_{нач.н}$ , мл | Объем воды на выходе из образца $V_{в.вых}$ , мл | Объем мод. нефти на выходе из образца $V_{н.вых}$ , мл | Водонефтяной фактор (ВНФ), мл/мл | Коэф. вытеснения $k_{выт}$ , д.ед |
|---------------------|-----------------------------------------------------|--------------------------|--------------------------------|--------------------------------------------|--------------------------------------------------|--------------------------------------------------------|----------------------------------|-----------------------------------|
| 1.                  | Дистиллированная вода                               | 10,6                     | 2,6                            | 8,0                                        | 80                                               | 3,0                                                    | 25                               | 0,375                             |
| 2.                  | Модель закачиваемой моды с минерализацией 150 г/л   | 11,4                     | 2,3                            | 9,1                                        | 90                                               | 6,0                                                    | 15                               | 0,659                             |
| 3.                  | 1 % масс. водный раствор НГ-1                       | 12,6                     | 2,6                            | 10,6                                       | 95                                               | 9,0                                                    | 12,7                             | 0,849                             |
| <b>Довытеснение</b> |                                                     |                          |                                |                                            |                                                  |                                                        |                                  |                                   |
| 4.                  | I этап: вытеснение моделью воды                     | 11,2                     | 2,0                            | 9,2                                        | 90                                               | 6,2                                                    | 14,5                             | 0,674                             |
| 5.                  | II этап: довытеснение 1 % масс. водный раствор НГ-1 | -                        | -                              | 9,2                                        | 50                                               | 1,0                                                    | 50                               | 0,109                             |
|                     | <b>Итоговый</b>                                     | -                        | -                              | <b>9,2</b>                                 | <b>140</b>                                       | <b>7,2</b>                                             | <b>19,4</b>                      | <b>0,783</b>                      |

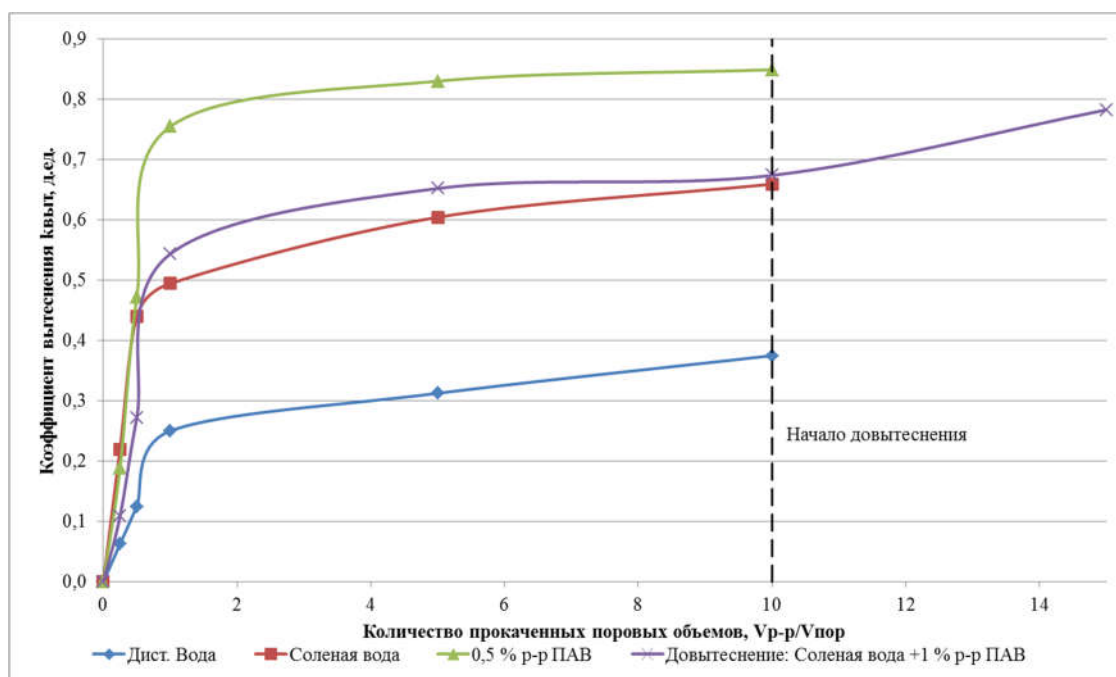


Рисунок 3.2 – Характеристика вытеснения из модели пористой среды различными водными растворами ПАВ

### 3.2 Результаты исследования физико-химических и реологических свойств разработанной эмульсии

#### 3.2.1 Результаты определения термостабильности и агрегативной устойчивости разработанной эмульсии

Результаты термостабильности эмульсии при различных концентрациях активных добавок представлены в таблице 3.5.

Из таблицы видно, что для достижения устойчивости эмульсии в пластовых температурах требуется увеличение концентрации эмульгатора с 2% до 4% масс. Добавка анионного ПАВ (сульфонола) приводит к увеличению агрегативной устойчивости. Добавка гидрофобизатора НГ-1 не влияет на стабильность эмульсии при изменении температуры.

Таблица 3.5 – Результаты анализа изменения внешнего вида и состояния эмульсии при температурах 20 °С и 40 °С

| №<br>п/п | Вариант<br>состава                       | 20 °С                       |                |                    |                    | 40 °С                       |                    |                    |                    |
|----------|------------------------------------------|-----------------------------|----------------|--------------------|--------------------|-----------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
|          |                                          | Состояние эмульсии          |                |                    |                    | Состояние эмульсии          |                    |                    |                    |
|          |                                          | после<br>приготов-<br>ления | через 1<br>час | через 1<br>сутки   | через 3<br>суток   | после<br>приготов-<br>ления | через 1<br>час     | через 1<br>сутки   | через 3<br>суток   |
| 1.       | 2% ЯЛАН-Э2                               | +                           | -              | -                  | -                  | -                           | -                  | -                  | -                  |
| 2.       | 4% ЯЛАН-Э2                               | +                           | +              | Выд-ся<br>оторочка | Выд-ся<br>оторочка | +                           | Выд-ся<br>оторочка | Выд-ся<br>оторочка | Выд-ся<br>оторочка |
| 3.       | 4% ЯЛАН-Э2 + 1 %<br>НГ-1                 | +                           | +              | Выд-ся<br>оторочка | Выд-ся<br>оторочка | +                           | Выд-ся<br>оторочка | Выд-ся<br>оторочка | Выд-ся<br>оторочка |
| 4.       | 4% ЯЛАН-Э2 + 1 %<br>сульф.               | +                           | +              | +                  | Выд-ся<br>оторочка | +                           | +                  | Выд-ся<br>оторочка | Выд-ся<br>оторочка |
| 5.       | 4% ЯЛАН-Э2 + 1 %<br>НГ-1 + 1<br>% сульф. | +                           | +              | +                  | Выд-ся<br>оторочка | +                           | +                  | Выд-ся<br>оторочка | Выд-ся<br>оторочка |

### 3.2.2 Результаты реологических исследований разработанной эмульсии

На рисунке 3.3 представлены реологические кривые при температурах 40°C при заданной скорости сдвига. На рисунке 3.4 показаны зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига при постепенном увеличении последнего параметра от 0 до 300  $\text{с}^{-1}$ .

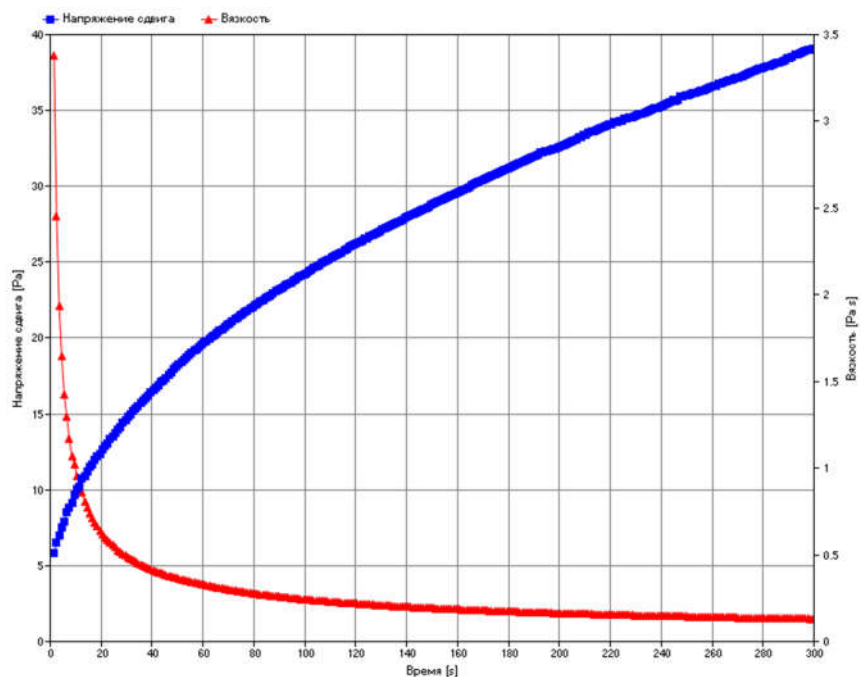


Рисунок 3.3 – Реологические кривые при температуре 40°C

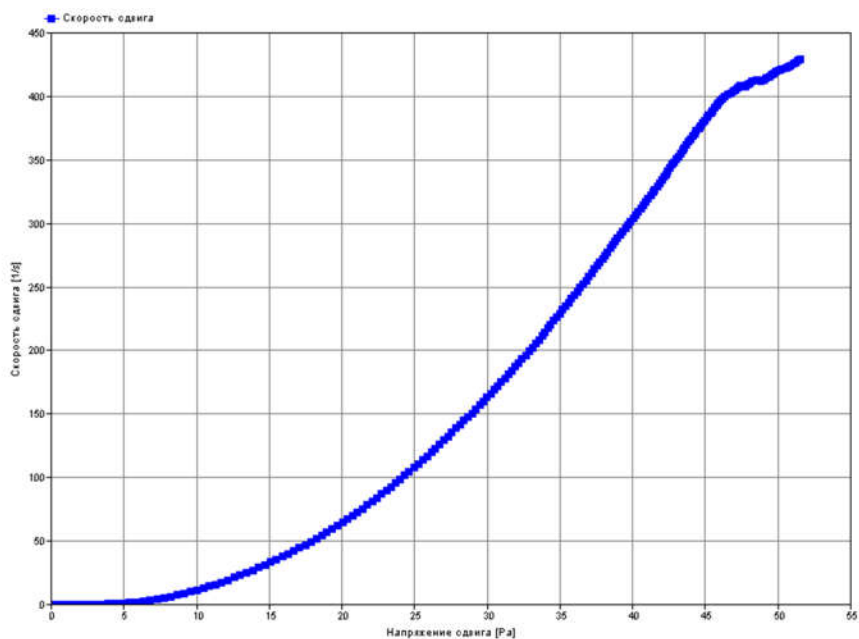


Рисунок 3.4 – Кривая течения эмульсии при температуре 40°C

По графикам найдено значение статического напряжения сдвига (СНС) и при температуре 40°C – 7,2 Па.

### 3.2.3 Исследование влияния активных добавок на дисперсность эмульсии

Состав эмульсии и условия приготовления описаны в главе 2 данной работы. Исследование дисперсности эмульсии заключалось в установлении влияния различных добавок ПАВ на однородность и размеры глобул эмульсии.

В первом эксперименте установлено, что добавка 1% масс. анионного ПАВ (сульфонола) приводит к увеличению дисперсности и однородности, а также уменьшению размера глобул с 20-40 мкм до 1-3 мкм, придавая эмульсии микростроение (рисунок 3.5-3.6).

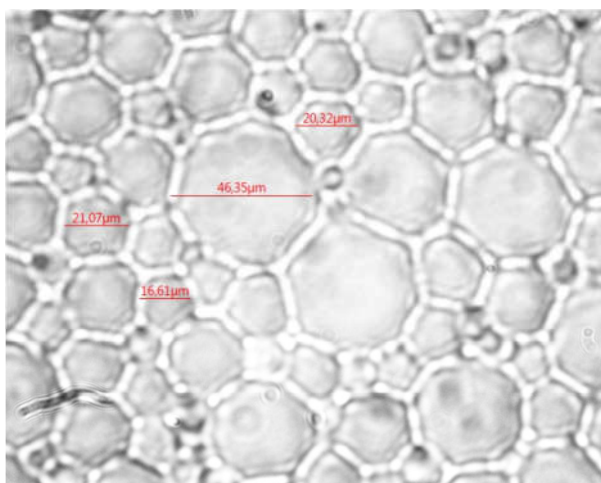


Рисунок 3.5 – Микрофотография эмульсии без добавления ПАВ

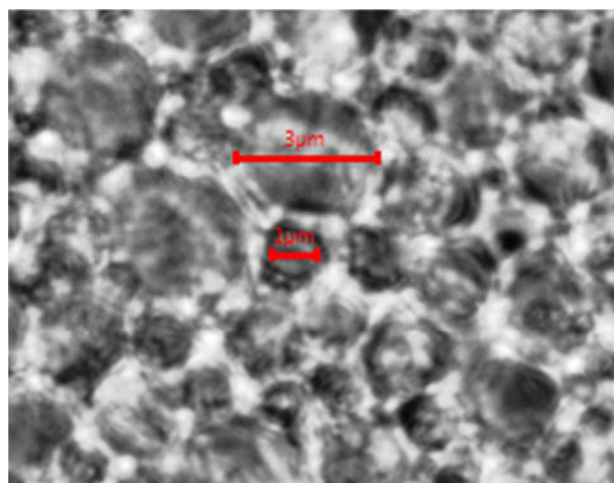


Рисунок 3.6 – Микрофотография эмульсии после добавления 1 % масс. сульфонола

Во втором эксперименте установлено, что увеличение концентрации эмульгатора ЯЛАН-Э2 с 2% масс. до 4% масс. также приводит к увеличению дисперсности, но оставляет неоднородную структуру эмульсии, размер глобул от 1 до 10 мкм (рисунок 3.7-3.8).

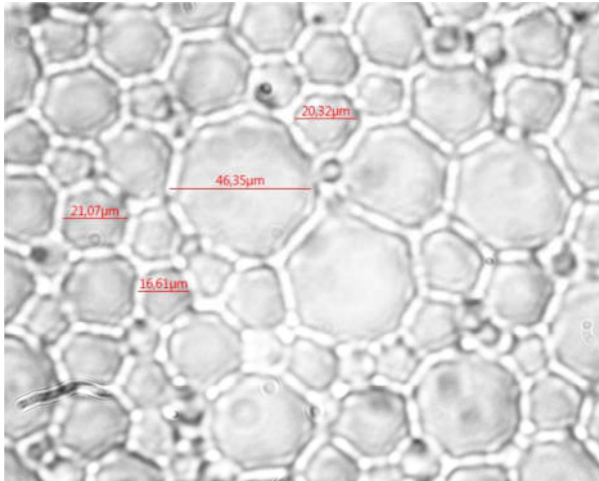


Рисунок 3.7 – Микрофотография  
эмульсии приготовленной с 2 %  
эмульгатора ЯЛАН-Э2

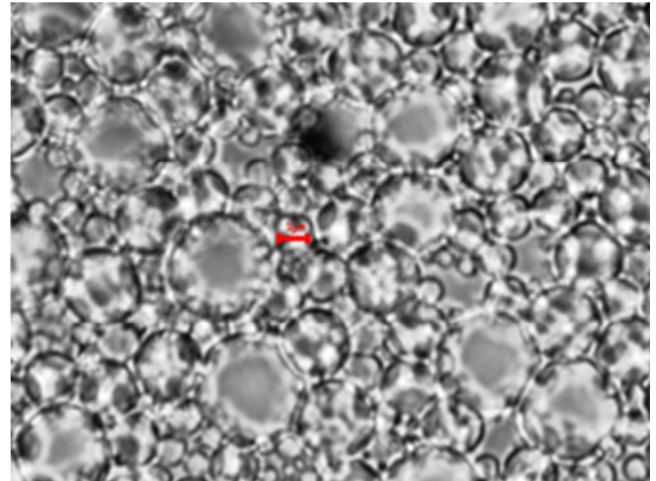


Рисунок 3.8 – Микрофотография  
эмульсии приготовленной с 4 %  
эмульгатора ЯЛАН-Э2

### **3.3 Анализ эффективности применения разработанного эмульсионного состава**

Анализ эффективности применения разработанного эмульсионного состава с целью замедления движения воды по высокопроницаемым водонасыщенным пропласткам проводился по результатам фильтрационных экспериментов, которые позволяют оценить проникающую способность состава, устойчивость в пласте и селективность.

#### **3.3.1 Результаты определения относительных фазовых проницаемостей**

На рисунке 3.9 представлен график относительных фазовых проницаемостей, построенный по результатам фильтрационного эксперимента на насыпной модели терригенного пласта и после обработки ее эмульсионным составом с гидрофобными свойствами (после прокачки 1 порового объема через образец). Смещение точки пересечения графиков влево подтверждает гидрофобизирующие свойства разработанного эмульсионного состава.

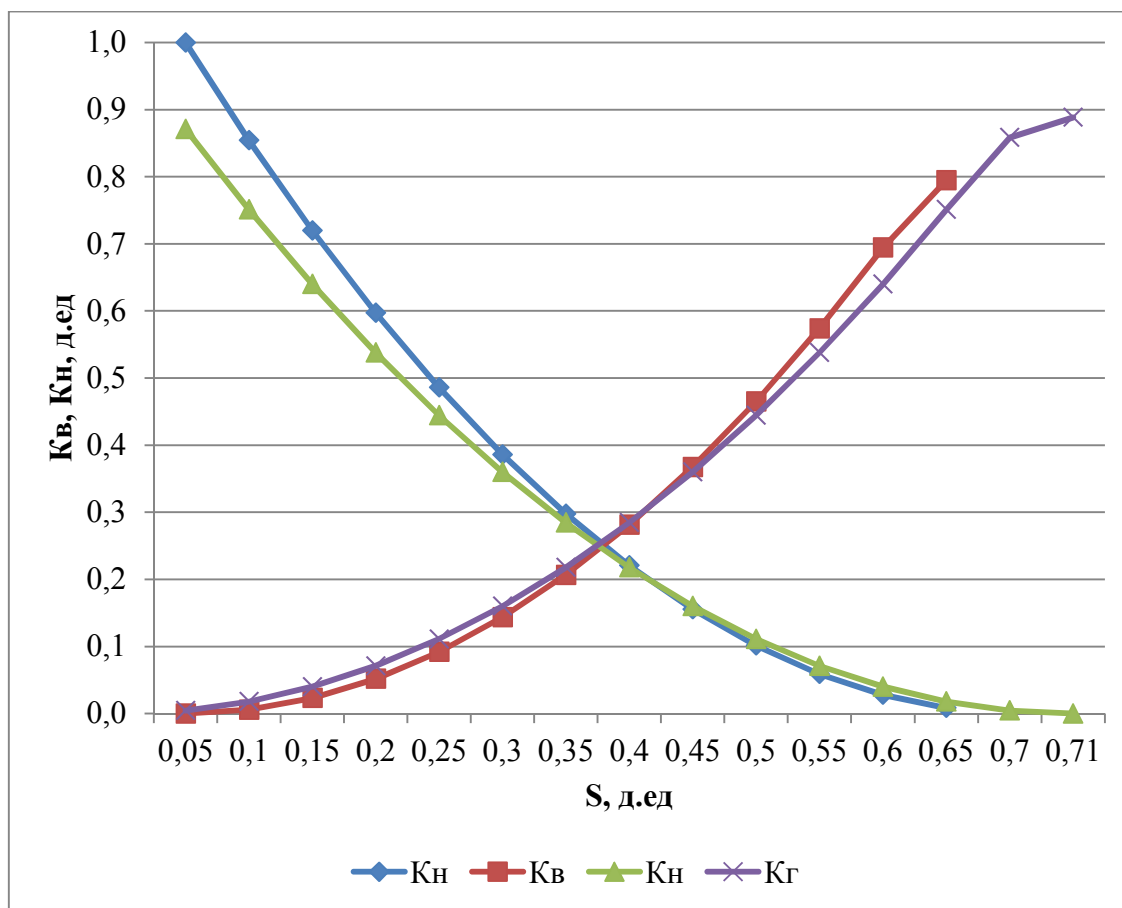


Рисунок 3.9 – График относительных фазовых проницаемостей до и после обработки составом

### 3.3.2 Результаты фильтрационного эксперимента по определению коэффициента остаточного сопротивления и селективности эмульсионного состава

Способность воздействовать в большей степени на водонасыщенные интервалы пласта, чем на нефтенасыщенные, то есть ухудшать фазовую проницаемость по воде больше в водонасыщенных пропластках – основное свойство составов, ограничивающих движение воды по пласту. Данное свойство называется селективностью.

Для анализа селективности разработанного эмульсионного состава был проведен ряд фильтрационных экспериментов. Порядок проведения эксперимента и схема лабораторной установки представлены в главе 2 данной работы.

Результаты фильтрационных исследований по определению остаточного сопротивления в водонасыщенном и нефтенасыщенном пропластках, а также результаты расчета коэффициента селективности представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Результаты фильтрационного эксперимента по оценке селективности воздействия эмульсионного состава

| Параметр                                                            | Единица измерения                 | До закачки состава | После закачки состава |
|---------------------------------------------------------------------|-----------------------------------|--------------------|-----------------------|
| Градиент давления закачки модели нефти                              | МПа/м                             | 2,3                | 4,4                   |
| Градиент давления закачки модели воды                               |                                   | 1,1                | 8,1                   |
| Проницаемость по нефти                                              | $\times 10^{-3}$ мкм <sup>2</sup> | 0,32               | 0,17                  |
| Проницаемость по воде                                               |                                   | 1,1                | 0,15                  |
| Фактор остаточного сопротивления для нефтенасыщенного образца керна | д. ед.                            | -                  | 1,91                  |
| Фактор остаточного сопротивления для водонасыщенного образца керна  |                                   | -                  | 7,36                  |
| Коэффициент селективности                                           |                                   | -                  | 3,85                  |

Для нефтенасыщенного керна фактор остаточного сопротивления после закачки эмульсии составил 1,91 ед., для водонасыщенного керна он составил 7,36 ед. Таким образом, эмульсионный состав в большей степени снижает проницаемость по водной фазе водонасыщенного высокопроницаемого образца, что подтверждает его селективность.

В результате можно сделать вывод, что предлагаемый эмульсионный состав воздействует на обводненные пропластки, снижая фазовую проницаемость по воде, при этом практически не затрагивает нефтенасыщенные пропластки. Следовательно состав можно считать селективным.

### Выводы к главе 3

1. Разработан эмульсионный состав с гидрофобными свойствами на основе пластовой воды и керосина марки ТС-1, стабилизированный эмульгатором ЯЛАН-Э2, с добавлением функциональных присадок: анионного ПАВ (сульфонола) и неионогенного ПАВ (гидрофобизатора НГ-1). Предлагаемый

состав является приемлемым для технологии выравнивания фронта вытеснения неоднородных по проницаемости объектов.

2. Доказан эффект комплексного воздействия функциональных добавок ПАВ на физико-химические свойства эмульсии. Добавление 1% масс. сульфанола позволяет не только уменьшать межфазное натяжение на границе эмульсия-нефть, но и увеличивать дисперсность системы.

3. На основании результатов проведенных физико-химических исследований можно отметить, что различное сочетание и концентрации функциональных добавок позволяют регулировать дисперсность эмульсионного состава с размером частиц от 1 мкм до 10-20 мкм.

4. Для эмульсионного состава установлены критерии термостабильности и агрегативной устойчивости в условиях рассматриваемых объектов.

5. Установлена способность гидрофобизатора НГ-1 придавать эмульсионному составу избирательность, увеличивать его проникающую способность в водоносную часть пласта.

6. На модели неоднородного пласта показано, что эмульсионный состав способен эффективно выравнивать фронт вытеснения по пласту, проникая преимущественно в высокопроницаемые промытые интервалы пласта, подтверждая свою селективность.



## ГЛАВА 4 ПРОГНОЗ ТЕКУЩЕЙ НЕФТЕОТДАЧИ МЕТОДАМИ МАТЕМАТИЧЕСКОГО И КОМПЬЮТЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Для того, чтобы получить верное представление о текущем состоянии и перспективах разработки нефтяного месторождения с высокой неоднородностью необходимо отслеживать в реальном времени показатели разработки залежей в целом по месторождению, каждой залежи отдельно, и заводненной части залежей. Наиболее эффективным и распространенным способом контроля за разработкой является определение по промысловым данным текущей нефтеотдачи пласта. Поэтому на всех месторождениях особенно с укрупненными объектами разработки постоянно производится переоценка нефтеотдачи пластов.

Нефтеотдача оценивается объемным методом, и различными способами определяется текущий заводненный объем залежи. В свою очередь текущая нефтеотдача заводненной зоны залежи определяется по накопленной добыче нефти на рассматриваемую дату и первоначальным запасам нефти в найденном заводненном объеме залежи. По своему физическому смыслу эта нефтеотдача является коэффициентом вытеснения нефти водой, т.е. степень полноты извлечения нефти из заводненного объема. По разным месторождениям получены резко отличающиеся значения коэффициента нефтеотдачи – от 0,37 – 0,43 до 0,70 – 0,77 [16, 88].

Обзор и анализ расчетов нефтеотдачи пластов по промысловым данным приводятся во многих научных работах [5, 12, 37, 38, 53, 85, 88]. Очевидно, что величина коэффициента нефтеотдачи только заводненных зон (коэффициента вытеснения) 0,37-0,43 сильно занижена. Ошибка эта получается повсеместно вследствие завышения объема этих зон при линейной интерполяции обводненных мощностей пласта между скважинами, в которых проведено исследование. Фактически заводненная мощность пласта между скважинами изменяется нелинейно. В работе [16, 85] на примере пласта Д-1 Бавлинского месторождения показано, что занижение нефтеотдачи заводненной зоны при оценке объемным методом происходит именно по этой причине.

Контролировать состояние заводнения залежи на разных участках в определенной мере можно по динамике или характеристикам обводнения продукции отдельных скважин. Но производить оценку текущих запасов нефти по содержанию воды в продукции скважин (обводненности) не возможно однозначно, потому что источником обводнения скважины может являться не только продвигающийся фронт вытеснения. На обводненность продукции скважины может влиять множество технологических факторов, таких, как гидрофилизация призабойной зоны скважины (ПЗС) в процессе проведения технологических операций на скважинах, режим работы соседних скважин, прорыв воды из других пластов (заколонные перетоки) и т.д. Поэтому данная группа методов не надежна при оценке степени заводнения различных зон залежей.

Ограничение возможности непосредственного контроля динамики заводнения пластов прямыми методами делают актуальными косвенные методы анализа контроля текущего обводнения пласта и, как следствие, контроля нефтенасыщенности.

#### **4.1 Методы прогнозирования нефтеотдачи, опирающиеся на статистические зависимости**

В настоящее время для различных нефтедобывающих районов в целях расчета коэффициента нефтеизвлечения созданы многомерные статистические модели. Они основаны на результатах обработки фактических данных по месторождениям, находящимся в длительной разработке и обладающим сходными геолого-физическими условиями. С помощью многомерного корреляционного анализа по определенной группе залежей получены статистические модели в виде формул, отражающих влияние геолого-физических и технологических факторов на величину коэффициента извлечения нефти (КИН).

Наиболее точные результаты оценки КИН по залежам можно получить в случае, когда параметры пластов близки к средним величинам, используемым при построении моделей.

Проведя анализ литературных источников [12, 14, 52, 65], автором было подобрано несколько статистических моделей таким образом, чтобы исходные параметры рассматриваемых в работе объектов имели значения, вписывающиеся в предлагаемые статистическими моделями интервалы.

Исходя из этих позиций, для расчетов КИН был выбран пласт Б2 одного из месторождений Самарской области. Использованные статистические модели Крейза-Бакли, Кожакина С.В. и Гомзикова В.Г. получены для терригенных коллекторов месторождений Урало-Поволжья.

По статистической модели Крейза-Бакли коэффициент извлечения нефти определялся по формуле:

$$\text{КИН} = 0,11403 + 0,2719 \cdot \lg k + 0,25569 \cdot S_v + 0,1355 \cdot \lg \mu_n - 1,5380 \cdot m - 0,00114 \cdot h \quad (4.1)$$

Результаты расчетов приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Результаты расчета КИН для терригенных коллекторов пласта Б2 по статистической модели Крейза-Бакли

| Параметры для подсчета              | Обозначения | Ед. изм.         | Пласт Б2 |
|-------------------------------------|-------------|------------------|----------|
| Проницаемость по ГИС                | $k$         | мкм <sup>2</sup> | 1,515    |
| Средняя водонасыщенность            | $S_v$       | доли ед.         | 0,13     |
| Вязкость нефти в пластовых условиях | $\mu_n$     | мПа*с            | 3,1      |
| Коэффициент пористости              | $m$         | доли ед.         | 0,25     |
| Нефтенасыщенная толщина пласта      | $h$         | м                | 6,4      |
| Коэффициент нефтеизвлечения         | КИН         | доли ед.         | 0,687    |

По статистической модели Кожакина С.В. коэффициент извлечения нефти определялся по формуле:

$$\text{КИН} = 0,507 - 0,167 \cdot \lg \mu_0 + 0,0275 \cdot \lg k - 0,05 \cdot W_K + 0,0018 \cdot h + 0,071 \cdot K_n - 0,000855 \cdot S \quad (4.2)$$

Результаты расчетов приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Результаты расчета КИН для терригенных коллекторов пласта Б2 по статистической модели Кожакина С.В.

| Параметры для подсчета             | Обозначения | Ед. изм.         | Пласт Б2 |
|------------------------------------|-------------|------------------|----------|
| Проницаемость по ГИС               | $k$         | мкм <sup>2</sup> | 1,515    |
| Соотношение вязкостей нефти и воды | $\mu_0$     | доли ед.         | 3,0      |
| Коэффициент вариации проницаемости | $W_K$       | доли ед.         | 0,735    |
| Нефтенасыщенная толщина пласта     | $h$         | м                | 6,4      |
| Коэффициент песчанистости          | $K_{\Pi}$   | доли ед.         | 0,72     |
| Плотность сетки скважин            | $S$         | га/скв.          | 42,9     |
| Коэффициент нефтеизвлечения        | КИН         | доли ед.         | 0,421    |

По статистической модели Гомзикова В.Г. коэффициент извлечения нефти определялся по формуле:

$$\begin{aligned} \text{КИН} = & 0,333 - 0,0089 \cdot \mu_0 + 0,121 \cdot \lg k + 0,0013 \cdot t_0 + 0,149 \cdot K_{\Pi} + 0,0038 \cdot h + \\ & + 0,173 \cdot S_{\Pi} - 0,085 \cdot W - 0,00053 \cdot S \end{aligned} \quad (4.3)$$

Результаты расчетов приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Результаты расчета КИН для терригенных коллекторов пласта Б2 по статистической модели Гомзикова В.Г.

| Параметры для подсчета             | Обозначения | Ед. изм.         | Пласт Б2 |
|------------------------------------|-------------|------------------|----------|
| Проницаемость по ГИС               | $k$         | мкм <sup>2</sup> | 1,515    |
| Соотношение вязкостей нефти и воды | $\mu_0$     | доли ед.         | 3,0      |
| Коэффициент песчанистости          | $K_{\Pi}$   | доли ед.         | 0,72     |
| Нефтенасыщенная толщина пласта     | $h$         | м                | 6,4      |
| Плотность сетки скважин            | $S$         | га/скв.          | 42,9     |
| Пластовая температура              | $t_0$       | °С               | 49,0     |
| Размер водонефтяной зоны           | $W$         | доли ед.         | 0,25     |
| Нефтенасыщенность                  | $S_{\Pi}$   | доли ед.         | 0,87     |
| Коэффициент нефтеизвлечения        | КИН         | доли ед.         | 0,663    |

Для терригенных пластов данные методы оценки КИН используются как дополнительные и приводятся для сравнения с расчетами конечного значения коэффициента извлечения нефти по результатам гидродинамического моделирования. Рассчитанные с помощью различных статистических моделей КИН для пласта Б2 приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Результаты расчета КИН для пласта Б2 с помощью различных статистических моделей

| Расчётная модель | КИН   |
|------------------|-------|
| Крейза-Бакли     | 0,687 |
| Кожакина С.В.    | 0,421 |
| Гомзикова В.Г.   | 0,663 |

Как видно из таблицы 4.4 расчетные показатели разработки имеют большое расхождение, поэтому для оценки надежности математических моделей и адекватности расчетных параметров предлагается двумерная гидродинамическая модель (модель Швецова И.А.), основанная на сопоставлении расчетных показателей с промысловыми данными. Результаты расчетов достаточно точно описывают процесс разработки как на стадии закачки воды, так и процесса закачки различных химических композиций.

#### **4.1.1 Краткое описание квазитрехмерной гидродинамической модели нефтяного пласта (модель Швецова И.А.)**

Модель Швецова И.А. предназначена для оценки процесса вытеснения нефти из слоисто-неоднородного пласта водой и водными растворами различных химических реагентов, но вместе с тем учитывает практически все основные особенности пласта, свойства насыщающих пласт жидкостей и вытесняющих агентов, а также изменение их свойств во времени [97].

В модели рассматривается квазитрехмерное течение жидкостей с учетом реальной расстановки скважин. Неоднородность пласта моделируется трубками тока различной проницаемости по толщине и площади пласта. Такой подход значительно упрощает и ускоряет расчет прогнозных показателей, не снижая точности при условии использования достоверных промысловых данных [97].

При расчете физико-химического воздействия на пласт модель учитывает реологические характеристики закачиваемых реагентов: зависимость остаточного фактора сопротивления от скорости фильтрации, величину начального градиента давления, изменение этих параметров во времени в результате старения химреагентов. Модель учитывает также величину адсорбции и десорбции отдельных компонентов, закачиваемых композиций, переход полимерной

системы из раствора в сшитое состояние в пористой среде. Расчеты позволяют проследить за формированием и продвижением по пласту переднего и заднего фронтов нефтяного вала в случае закачки ПАВ или мицеллярных растворов, установить влияние последовательности закачек оторочек вытесняющих агентов с различными реологическими и нефтевытесняющими характеристиками и их объема на эффективность процесса [97].

При решении данной задачи помимо распределения нефтеводонасыщенности по объему пласта необходимо знать продвижение закачиваемого химреагента вдоль трубок тока.

Для одномерной фильтрации вдоль единичной трубки тока математическое решение задачи требует совместного решения трех уравнений:

$$-V \frac{\partial c}{\partial x} + Dm \frac{\partial^2 c}{\partial x^2} = \frac{\partial a}{\partial t} + m \frac{\partial c}{\partial t}, \quad (4.4)$$

$$\frac{\partial a}{\partial t} = f(c, a, c_0, a_0), \quad (4.5)$$

$$a = \phi \cdot (c), \quad (4.6)$$

где:  $V$  - скорость фильтрации, м<sup>3</sup>/с;  $x$  - расстояние, м;  $c$  - концентрация адсорбента в сечении пористой трубки тока, отстоящем от начала слоя на расстоянии  $x$ , д.ед.;  $m$  - пористость, д.ед.;  $D$  - коэффициент диффузии, д.ед.;  $t$  - время, отсчитываемое с начала фильтрации;  $a$  - количество адсорбированного вещества в сечении  $x$ , отнесенное к единице объема, с;  $c_0$  - исходная концентрация, д.ед;  $a_0$  - предельное значение адсорбции, д.ед.

Первое уравнение характеризует баланс адсорбируемого вещества в потоке и на поверхности пористого материала, второе — передает кинетику процесса, третье - представляет собой изотерму адсорбции.

Разработанный эмульсионный состав обладает неньютоновским характером течения, как и большинство композиций химреагентов, применяемых для выравнивания фронта вытеснения. Так как в данную модель введена зависимость фактора и остаточного фактора сопротивления от скорости фильтрации, она безусловно применима для данных исследований. Кроме того, экспериментами

установлено, что фильтрационные характеристики некоторых композиций зависят от проницаемости пористой среды.

Лабораторными опытами и промысловой практикой также установлено, что многие химические композиции, например, полимеры, эмульсионные составы и различные коллоидные системы, со временем теряют свои изолирующие и нефтеотмывающие свойства, приводя к снижению остаточного фактора сопротивления, в результате старения химических реагентов в пласте.

В рассматриваемой модели для расчета распределения насыщенности водой вдоль трубки тока и подсчета фильтрационных сопротивлений использован метод, предложенный Борисовым Ю.П. [12, 64, 97]. Водонасыщенность в любой точке пласта определяется уравнением:

$$S_B = 1 - S_{он} - \sqrt{\frac{v_{зап} \times \mu_0}{150 \times (1 - S_{св}) \times Q(t)}}, \quad (4.7)$$

где:  $S_B$  - водонасыщенность вдоль трубки тока, д.ед.;  $S_{он}$  - остаточная нефтенасыщенность, д.ед.;  $S_{св}$  - насыщенность связанной водой, д.ед.;  $v_{зап}$  - балансовые запасы нефти,  $m^3$ ;  $\mu_0$  - отношение вязкости нефти и воды, д.ед.;  $Q(\tau)$  - суммарное количество внедрившейся в пласт воды,  $m^3$ .

Используя уравнение (4.7), можно подобрать неоднородный пласт с такими трубками тока, что процесс вытеснения нефти водой из однородного пласта при двухфазном течении будет сведен к поршневому вытеснению из неоднородного пласта, построенного по особому правилу.

Таким образом, реальный неоднородный пласт заменяется моделью с двойной неоднородностью. Одна из функций дает решение процесса вытеснения нефти из однородной трубки тока, а вторая функция распределения проницаемости моделирует истинную неоднородность пласта.

В модели Швецова И.А. принят логарифмически нормальный закон распределения проницаемости. В этом случае функция распределения проницаемости, которая определяет изменение добычи нефти и воды во времени описывается уравнением:

$$F(\bar{k}) = \frac{\bar{k}}{2} \cdot \left[ 1 - \operatorname{erf} \frac{\ln \bar{k} - \ln \bar{\varepsilon}}{\sqrt{2\sigma}} \right] + \frac{3 - 2b}{6} \cdot e^{\frac{2}{3}\sigma^3} \left[ 1 + \operatorname{erf} \frac{\ln \bar{k} - \ln \bar{\varepsilon} - \sigma^2}{\sqrt{2\sigma}} \right] - \frac{b}{3} \cdot k^{-\frac{2}{3}} \times e^{-\frac{3}{8}\sigma^2} \left[ 1 - \operatorname{erf} \frac{2(\ln \bar{k} - \ln \bar{\varepsilon}) + \sigma^2}{2\sqrt{2\sigma}} \right], \quad (4.8)$$

где:  $\operatorname{erf} t = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \cdot e^{-t^2} dt$  - интеграл вероятности, д.ед.;  $\bar{k}$  - относительная проницаемость (отношение проницаемости отдельной трубки тока к средней проницаемости пласта);  $\varepsilon$  - параметры закона распределения проницаемости, д.ед.;  $\sigma$  - стандартное отклонение, д.ед..

Каждый слой разбивается на недеформируемые трубки тока, длина и конфигурация которых зависят от размещения скважин в пласте. Общее число трубок тока по всем слоям может меняться от 400 до 1000. Основные параметры процесса (продвижение фронтов вытеснения нефти водой, химреагентами, ВУС и т.д., а также сопротивления, расходы жидкости и другие параметры) рассчитываются по каждой трубке тока численными методами в конечноразностной форме.

Методы с применением математических моделей позволяют с высокой степенью точности прогнозировать технологические показатели разработки не только при обычном заводнении, но и с применением физико-химического воздействия на пласт. Описанная в главе математическая модель Леви-Швецова [97] легла в основу прогноза промысловых показателей разработки и оценки эффективности воздействия на пласт различными методами.

#### **4.2 Оценка и прогноз нефтенасыщенности средствами трехмерного гидродинамического моделирования**

Современным методом расчета технологических показателей разработки и мониторинга процессов разработки является создание постоянно действующих геолого-технологических моделей залежей нефти [45].

Моделирование потоков флюидов в объеме пласта осуществляется с помощью различных гидродинамических симуляторов трехмерной трехфазной фильтрации флюидов, а также покомпонентных моделей флюидов. Уравнения неразрывности потока, движения и состояния флюидов решаются в частных



производных по каждой фазе потока. В свою очередь весь объем коллектора представляется совокупностью блоков равномерной сетки, и для каждого блока данные уравнения решаются в конечных разностях. При этом период добычи разбивается на временные интервалы.

Математическая модель фильтрационных процессов включает в себя:

а) набор уравнений, представляющих основные положения механики, например, законы сохранения компонентов пластовой смеси, закон сохранения энергии, условия равновесия подвижных фаз, условия равновесия в системе «порода-флюид» и др.;

б) набор феноменологических законов, описывающих процессы переноса и геологию породы, закон Дарси (фильтрация), закон Фика (диффузия), закон Фурье (теплопроводность), закон Гука (упругость);

в) набор величин и функций, которые определяются экспериментально, например, зависимость вязкостей от давления и температуры, кривые относительных фазовых проницаемостей, капиллярных давлений;

г) набор граничных условий расчетной области и условий в местах расположения скважин;

д) начальные условия.

Для построения фильтрационных моделей был использован программный комплекс гидродинамического моделирования Eclipse 100 компании Shlumberger, представляющий собой трехмерную модель нелетучей нефти (black oil) и позволяющий учесть все основные геологические, физические и технологические факторы реализуемого процесса разработки.

Основой для гидродинамического моделирования является геологическая модель, от степени надежности которой зависят адаптация истории разработки и дальнейший прогноз технологических показателей. Представительность гидродинамической модели определяется также количеством и качеством исходной промысловой информации и информации о пластовых системах и процессах переноса флюидов в пористых средах. Адаптированная геолого-гидродинамическая модель служит достаточно надежным инструментом:

1) оценки упругой энергии пластов, выявления динамики продвижения фронта законтурной воды и установления скорости обводнения добывающих скважин;

2) проведения анализа распределения остаточных запасов нефти по объему продуктивного пласта на конкретные моменты времени и построения карт остаточных нефтенасыщенных толщин;

3) обоснования стратегии и тактики разработки месторождения;

4) совершенствования технологии разработки и системы размещения скважин;

5) оценки предполагаемых мероприятий по скважинам и прогноза технологических показателей.

Объекты разработки отложений нижнего карбона (пласты  $B_2$ ) и верхнего девона ( $D_1$ ,  $D_2$ ) месторождений на завершающей стадии разработки Волго-Уральской нефтегазоносной провинции характеризуются сложным геологическим строением и распределением геолого-физических параметров. Поэтому по данным, полученным в ходе лабораторных исследований разработанного эмульсионного состава, были рассчитаны гидродинамические модели в трех приближениях:

1. Простая модель линейного участка слоисто-неоднородного пласта, состоящая из двух пропластков равных мощностей и различных проницаемостей.

2. Сложная модель линейного участка слоисто-неоднородного пласта, состоящая из 10 пропластков различных мощностей, проницаемостей и водонасыщенностей.

3. Гидродинамическая модель пласта (участка пласта), адаптированная к текущим промысловым показателям разработки.

#### **4.2.1 Результаты гидродинамического моделирования на простой модели слоисто-неоднородного пласта**

Модель представляла собой слоисто-неоднородный пласт с литолого-фациальными и фильтрационно-емкостными свойствами, аналогичными пластам верхнего девона Самарской области (рисунок 4.1). Свойства насыщающих пласт

флюидов так же были взяты из исследований нефти и пластовой воды рассматриваемых месторождений Самарской области.

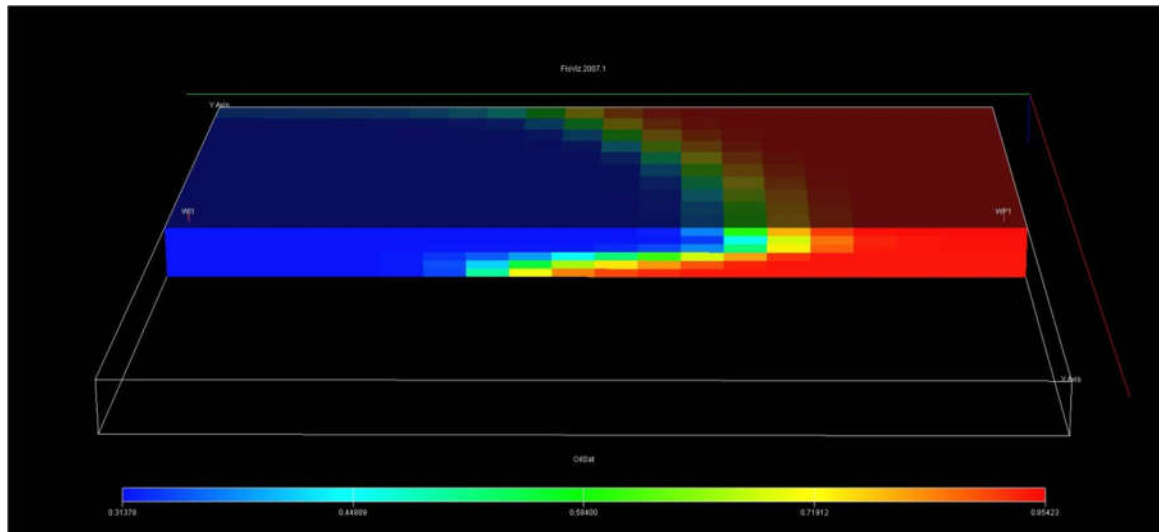


Рисунок 4.1 – Разработанная модель заводнения слоисто-неоднородного пласта

В качестве исследуемых были выбраны пропластки с проницаемостью нижнего  $0,120 \text{ мкм}^2$  и отношениями проницаемостей нижнего пропластка к верхнему, равными 1:1, 1:3, 1:5, 1:7 и 1:10.

В одном случае пласт заводнялся без применения специальных агентов, расчет модели производился до достижения обводненности добываемой продукции равной 96%.

При моделировании доизвлечения нефти с помощью разработанной обратной эмульсии сначала пласт заводнялся без применения агентов до обводненности добываемой продукции 85%, затем в течение 100 дней закачивалась оторочка из эмульсии (рисунок 4.2). Далее заводнение производилось, как и в первом случае, до обводненности продукции 96%.

Результатами комплекса лабораторных исследований и гидродинамического 3Д моделирования определены оптимальные условия применимости разработанной технологии, как по степени неоднородности объекта, так и по максимальному значению проницаемости коллектора [46].

Важно отметить, что по лабораторным фильтрационным исследованиям, приближенным к условиям пласта, разработанный эмульсионный состав имеет стабильность в пластовых условиях и не разрушается при взаимодействии с

пластовой водой. Также эмульсионный состав обладает избирательностью и может рекомендоваться для применения в условиях значительной неоднородности.

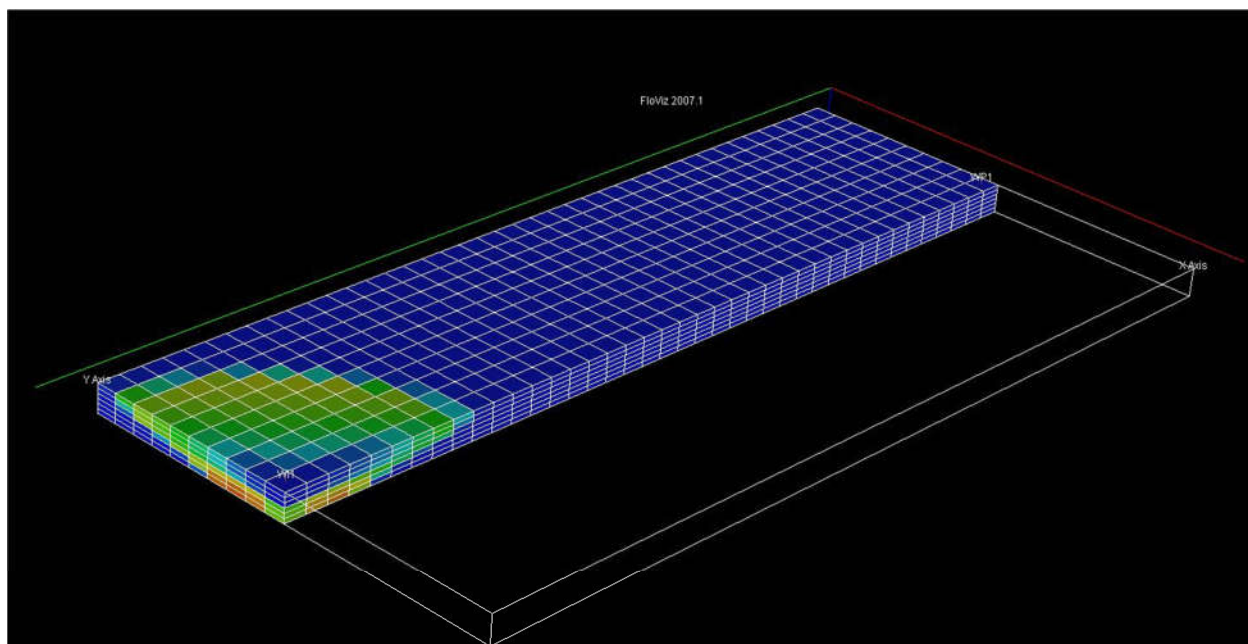


Рисунок 4.2 – Моделирование закачки оторочки эмульсии

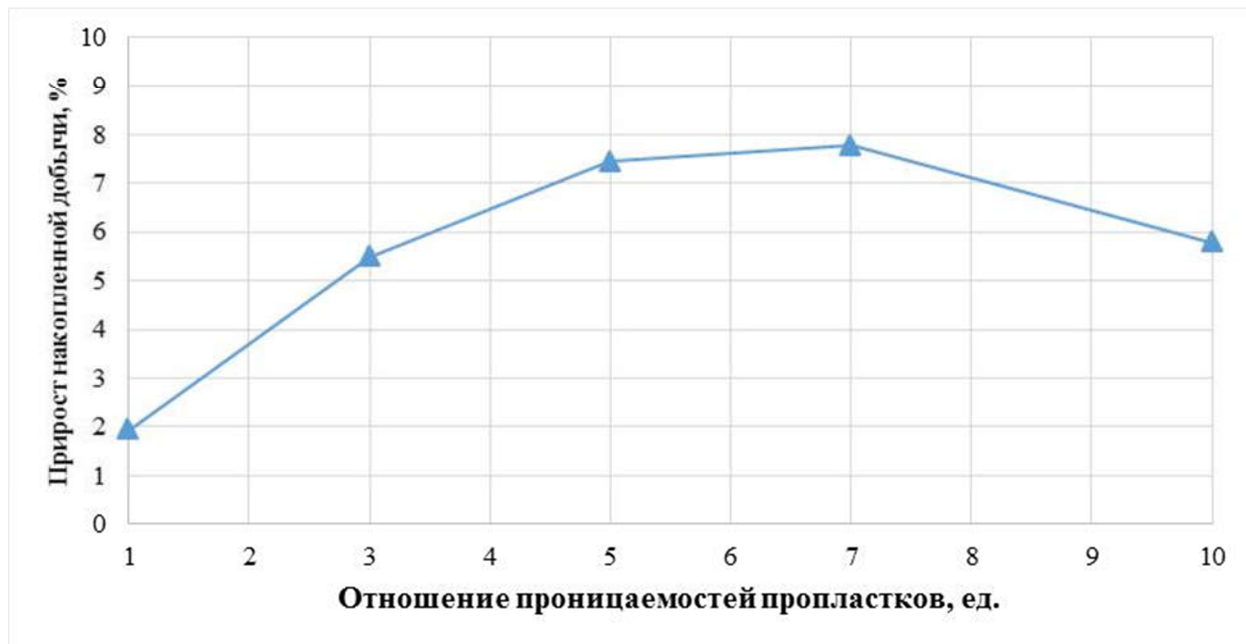


Рисунок 4.3 – Зависимость прироста накопленной добычи от степени неоднородности коллектора

Таблица 4.5 - Значения конечного КИН при заводнении моделей различной степени неоднородности

| Отношение<br>проницаемостей | КИН, доли ед.                                                  |                                                               | Прирост КИН, % |
|-----------------------------|----------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------|----------------|
|                             | Заводнение без<br>применения<br>технологии закачки<br>эмульсии | Заводнение с<br>применением<br>технологии закачки<br>эмульсии |                |
| 1                           | 0,673                                                          | 0,686                                                         | 1,9            |
| 3                           | 0,631                                                          | 0,666                                                         | 5,5            |
| 5                           | 0,618                                                          | 0,664                                                         | 7,4            |
| 7                           | 0,602                                                          | 0,649                                                         | 7,8            |
| 10                          | 0,588                                                          | 0,622                                                         | 5,7            |

Однако, при создании гидродинамической модели слоисто-неоднородного пласта, был задан нижний предел проницаемости как постоянный, а изменялся только верхний предел. Из-за высокой проницаемости верхнего пропластка происходит прорыв эмульсионного экрана, что отражается на результатах (падение эффективности в варианте модели 1:10 (таблица 4.5, рисунок 4.3)). Критерии устойчивости эмульсии в пласте были выработаны на основании реологических исследований эмульсии и лабораторных фильтрационных экспериментов, по результатам которых можно рекомендовать технологии при проницаемости обводненного пропластка не более 0,6 – 0,8 мкм<sup>2</sup>, что соответствует условиям рассматриваемого объекта.

То есть можно утверждать, что применение технологии рекомендуется при разнице в проницаемостях более чем в 5 раз, но, в то же время, наиболее проницаемый пропласток должен иметь проницаемость не более 0,6 – 0,8 мкм<sup>2</sup> для удержания эмульсионной оторочки в пласте.

#### 4.2.2 Результаты гидродинамического моделирования на сложной модели слоисто-неоднородного пласта

Макронеоднородность пласта по фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС) приводит к неравномерному вытеснению нефти водой, как по разрезу, так и по площади продуктивного пласта. Вода проходит по пласту по пути меньшего фильтрационного сопротивления, т.е. по более проницаемым пластам. В свою

очередь пласты с пониженной проницаемостью остаются недовыработанными по достижении добывающей скважиной предельной обводненности. Для рассматриваемых пластов Д1-2 и Б2 характерны все три типа опережающего заводнения, связанные с послойной неоднородностью по проницаемости [16, 27, 37]. Ученые выделяют рост проницаемости по пласту сверху вниз, снизу вверх и наличие наиболее проницаемых пластов в середине пласта [16, 29]. Использование методов выравнивания охвата пласта воздействием позволяет достичь перераспределения вытесняющего агента по разрезу пласта, вследствие чего происходит замедление опережающего фронта вытеснения и активизация зон ранее не охваченных заводнением. Механизм действия данных методов основан на увеличении вязкости вытесняющего агента и, тем самым, изменении коэффициента подвижности, объединяющего в себе группу параметров влияющих на эффективность вытеснения:

$$M = \left( \frac{k'_B}{\mu_B} \right) / \left( \frac{k'_H}{\mu_H} \right) \quad (4.9)$$

где:  $k'_B$  и  $k'_H$  – относительные фазовые проницаемости по воде и нефти, д.ед;  $\mu_B$  и  $\mu_H$  – динамическая вязкость нефти и воды в пластовых условиях, мПа·с.

Значение  $M \leq 1$  характеризует поршневое вытеснение (рисунок 4.4а), т.е. вязкость нефти мала, поэтому вода не может перемещаться быстрее в породе, чем нефть. Это самый благоприятный тип вытеснения, заводнение в этом случае будет протекать быстро и эффективно, при этом общий объем подвижной нефти равен [27, 93]:

$$V_{п.н.} = V_{пор.} \cdot (1 - S_{ост.н.} - S_{ост.в.}) \quad (4.10)$$

где:  $V_{пор.}$  – поровый объем пласта, м<sup>3</sup>;  $S_{ост.н.}$  – остаточная нефтенасыщенность, д.ед;  $S_{ост.в.}$  – остаточная водонасыщенность, д.ед.

Наоборот, вследствие высокой вязкости нефти значение  $M > 1$  и характеризует не поршневое вытеснение (рисунок 4.4б). Вода в этом случае прорывается сквозь нефть «языками» обводнения, тем самым вытеснение проходит неравномерно. Слоистая неоднородность пласта усиливает этот эффект

и способствует преждевременному обводнению добывающих скважин по высокопроницаемым пластам.



Рисунок 4.4 – Пример линейного заводнения в однородном образце керна

Таким образом, учет характера послойной неоднородности требует особого внимания при проектировании разработки месторождения и методов повышения нефтеотдачи. Одним из наиболее сложных вариантов для исследования является неоднородность с незакономерным распределением высокопроницаемых пропластков.

Ранее, в разделе 4.2.1, был исследован характер вытеснения нефти на на простейшей гидродинамической модели, состоящей из двух пропластков, в условиях неоднородности. Далее нами была поставлена задача исследовать влияние геолого-физических характеристик послойной неоднородности на эффективность применения технологии выравнивания фронта вытеснения с применением эмульсионного состава [50].

Для решения задачи была составлена модель продуктивного пласта, представленная 11 слоями, характеристики которых представлены в таблице 4.6. Выполняется условие вертикального равновесия давления. Эффективная мощность пласта 33,2 м. Распределение проницаемости случайное, без каких-либо закономерностей. Остаточная нефтенасыщенность 0,27 д. ед., объемный коэффициент нефти –  $1,475 \text{ м}^3/\text{м}^3$ , воды –  $1,103 \text{ м}^3/\text{м}^3$ . Вязкости воды и нефти соответствуют вязкостям рассматриваемых геологических объектов – 0,5 мПа·с и 5 мПа·с соответственно. Геометрические размеры линейного участка пласта: ширина – 300 м, длина – 1500 м. Свойства эмульсии заданы на основе физико-химических и реологических лабораторных исследований.

Таблица 4.6 – Параметры модели слоисто-неоднородного пласта

| Номер слоя | Мощность слоя, м | Проницаемость слоя, мкм <sup>2</sup> | Пористость слоя, д.ед | Связанная вода, д.ед |
|------------|------------------|--------------------------------------|-----------------------|----------------------|
| 11         | 4,6              | 0,350                                | 0,21                  | 0,25                 |
| 10         | 3,4              | 0,250                                | 0,2                   | 0,28                 |
| 9          | 0,6              | 0,500                                | 0,23                  | 0,24                 |
| 8          | 2,7              | 0,450                                | 0,23                  | 0,24                 |
| 7          | 6,7              | 0,150                                | 0,18                  | 0,27                 |
| 6          | 0,3              | 1,000                                | 0,24                  | 0,24                 |
| 5          | 1,5              | 0,300                                | 0,21                  | 0,27                 |
| 4          | 3,0              | 0,600                                | 0,23                  | 0,24                 |
| 3          | 2,7              | 0,250                                | 0,2                   | 0,27                 |
| 2          | 6,1              | 0,150                                | 0,19                  | 0,28                 |
| 1          | 1,6              | 0,650                                | 0,24                  | 0,25                 |

На рисунке 4.5 представлен момент начала опережающего заводнения, а именно прорыв воды по одному из пропластков. В свою очередь на рисунке 4.6 уже показано продвижение фронта по второму варианту расчета (заводнение с оторочкой эмульсии). Из сравнения рисунков очевиден эффект выравнивания фронта вытеснения после закачки оторочки эмульсии, за счет замедления продвижения воды по высокопроницаемым пропласткам (на одну и ту же дату фронт по второму варианту заводнения ровнее).

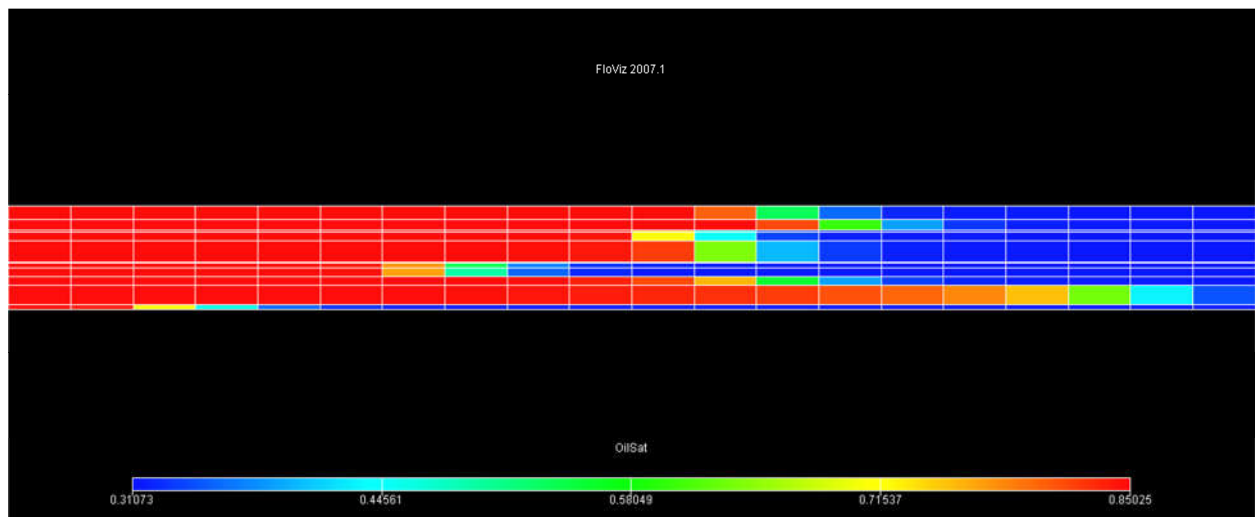


Рисунок 4.5 – Изображение фронта вытеснения на модели слоисто-неоднородного пласта по первому расчетному варианту



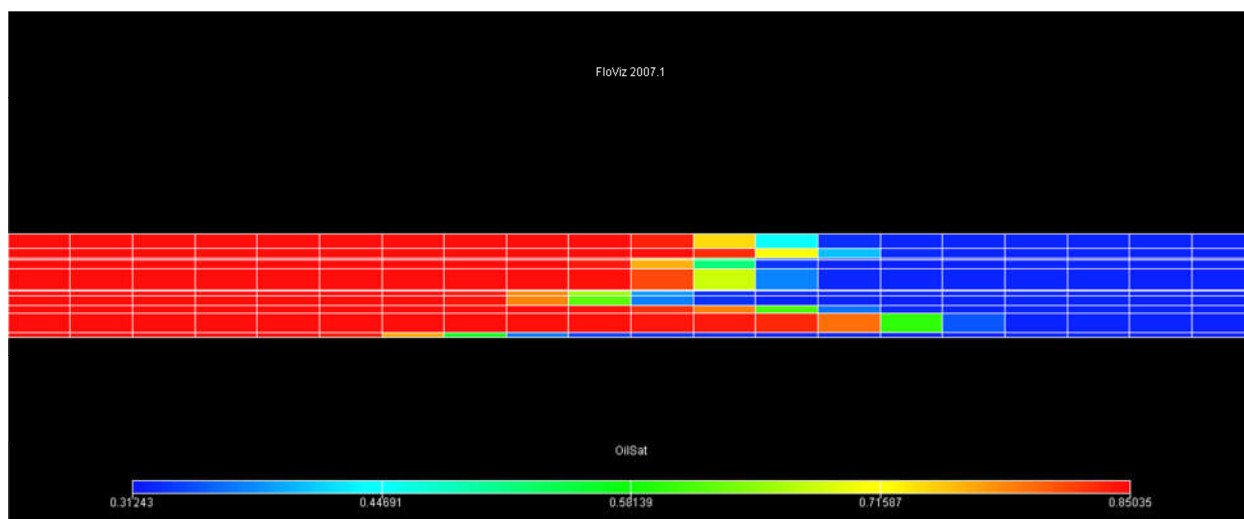


Рисунок 4.6 – Изображение фронта вытеснения на модели слоисто-неоднородного пласта по второму расчетному варианту

#### **4.2.3 Результаты гидродинамического моделирования на модели пласта в условиях, приближенных к промысловым**

Для доизвлечения нефти из терригенных пластов нижнего карбона и верхнего девона месторождения Самарской области был разработан эмульсионный состав, представляющий собой обратную эмульсию второго рода с добавлением ПАВ, гидрофобизатора и эмульгатора.

Исследования разработанного эмульсионного состава на модели данных пластов, отраженные в главах 2 и 3, показали, что после фильтрации в пласте эмульсия повышает фильтрационное сопротивление только водонасыщенного интервала, за счет чего дальнейшая фильтрация водной фазы замедляется.

В связи с этим можно утверждать, что использование разработанной технологии регулирования фильтрационных потоков в неоднородных терригенных нефтяных коллекторах позволит выровнять фронт вытеснения нефти водой и, как следствие, позволит повысить степень эффективности извлечения нефти из высокообводненных терригенных коллекторов за счет доизвлечения нефти из ранее вовлеченных в разработку зон.

По данным, полученным в ходе лабораторных исследований разработанного состава, были построены гидродинамические модели заводнения на двух объектах [47, 50]. Были рассмотрены два месторождения Самарской

области, на первом был взят участок крупного объекта разработки, а на втором целый многопластовый объект разработки, т.к. месторождение среднее по запасам. На каждом из рассматриваемых объектов были выбраны скважины-кандидаты на участках со слабодренируемыми пропластками (рисунки 4.7 и 4.8). Эффект применения технологии оценивался: на первом объекте по трем добывающим скважинам, приходящихся на одну нагнетательную скважину; на втором в целом по объекту при эксплуатации пяти нагнетательных скважин.

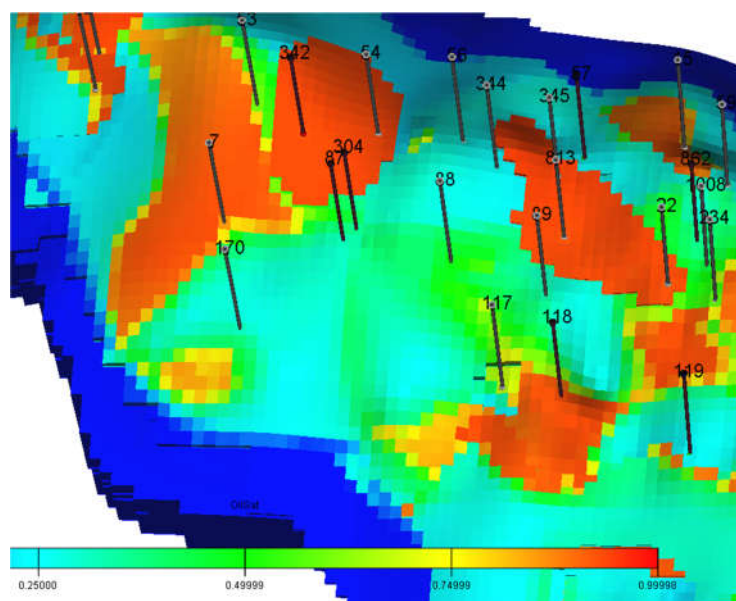


Рисунок 4.7 – Фрагмент карты начальных нефтенасыщенных толщин участка №1 месторождения №1.

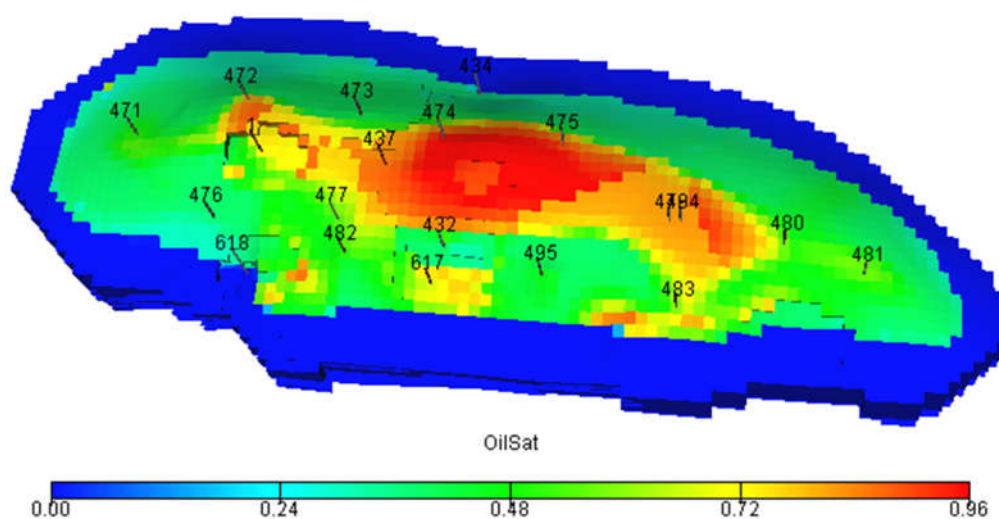


Рисунок 4.8 – Фрагмент карты начальных нефтенасыщенных толщин месторождения №2.

Литолого-фациальные и фильтрационно-емкостные свойства моделей участков аналогичны свойствам пластов верхнего девона и нижнего карбона, свойства насыщающих пласты флюидов были взяты из исследований нефти и пластовой воды месторождений Самарской области. Моделируемые месторождения находятся на поздней стадии разработки. Степень выработки на данных участках составляет порядка 85% от извлекаемых запасов.

В качестве примера рассмотрим результаты гидродинамического моделирования рассматриваемого многопластового объекта месторождения №2 по двум расчетным вариантам: без применения технологии выравнивания фронта вытеснения (по проекту разработки) и с закачкой состава. По второму варианту разработанный эмульсионный состав закачивался в нагнетательные скважины в течение месяца с расходом 100 т/сут на одну скважину. При этом суммарный объем закачки составил – 15500 тыс.т. После чего состав продавливался в пласт ранее закачиваемой водой системы ППД.

Оценка эффективности применения рассматриваемой технологии оценивалась по данным накопленной добычи по годам разработки, а также по изменению средневзвешенной обводненности пласта. Результаты представлены на графиках (рисунок 4.9 – 4.10). По графикам видно, что после начала закачки разработанного эмульсионного состава наблюдается уменьшение обводненности на 10%, и прирост добычи нефти с первого года реализации технологии. Дополнительная добыча по объекту составила 35368 тонн нефти за 10 лет. Соответственно можно считать эффект от применения технологии порядка 0,7 тыс.т.н на скважинную операцию в год.

Также было отмечено, что уменьшение обводненности продукции добывающих скважин достигнуто вовлечением в работу ранее не охваченных заводнением участков пропластков. Дополнительная добыча составила около 2% на обоих участках, что свидетельствует о хорошей корреляции показателей эффективности применения разработанного эмульсионного состава.

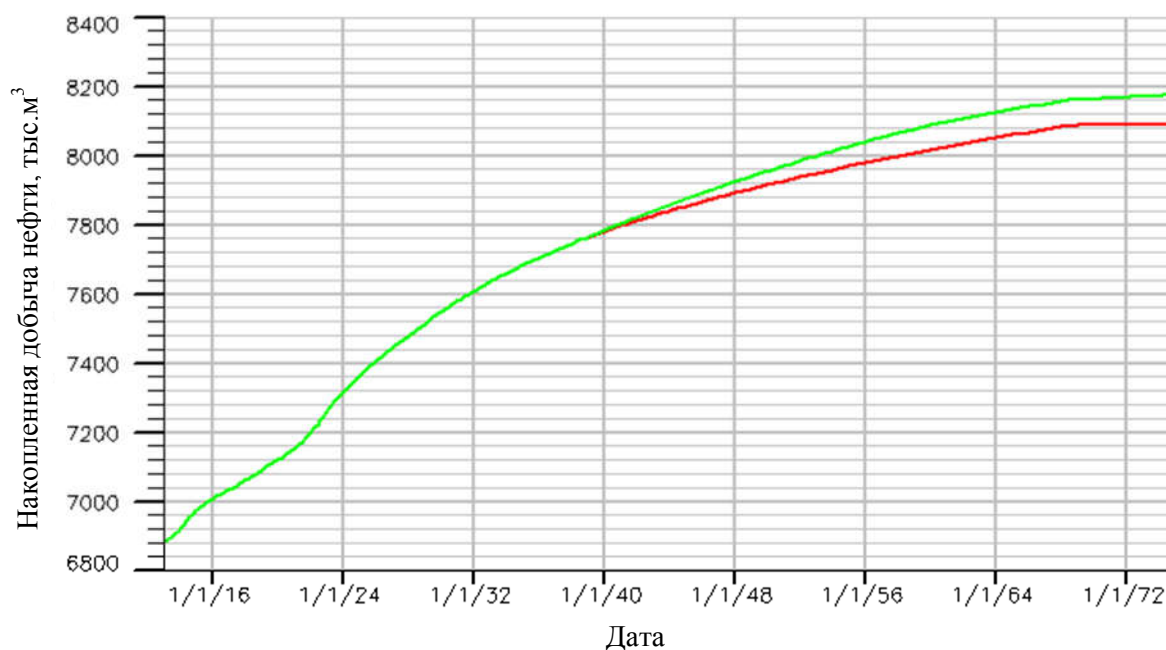


Рисунок 4.9 – График накопленной добычи нефти по годам разработки (красная линия – базовый вариант, зеленая линия – вариант с применением рассматриваемой технологии)

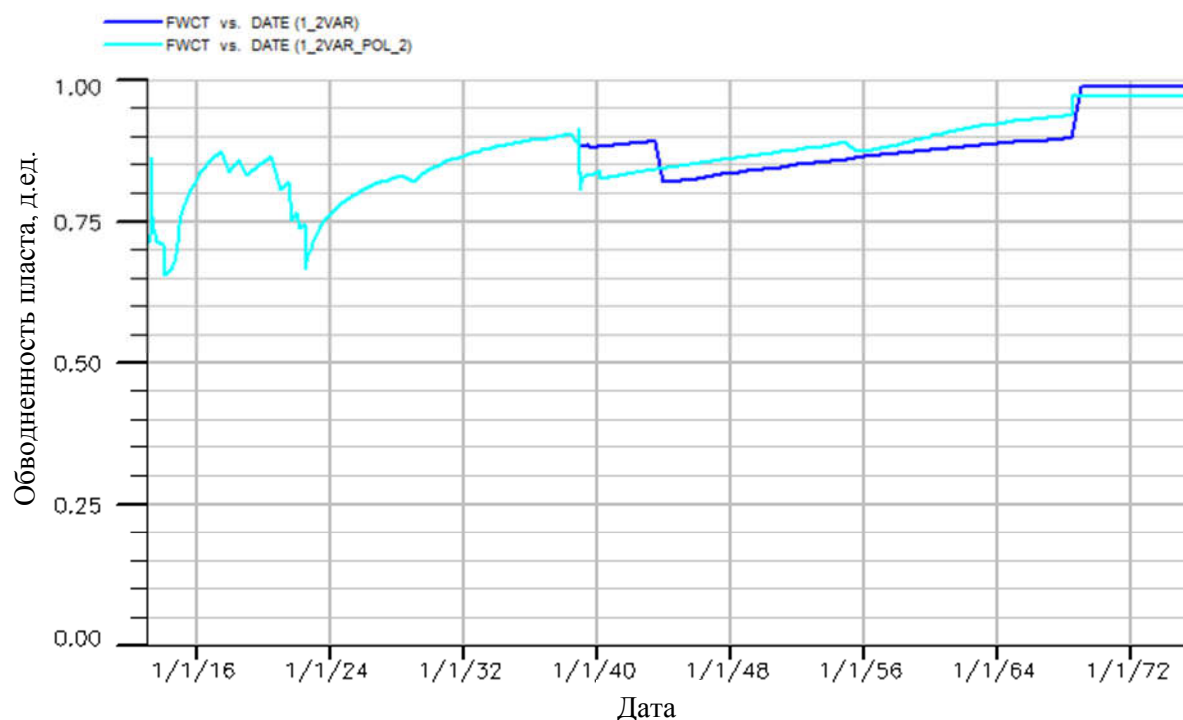


Рисунок 4.10 – График обводненности по пласту (синяя линия – базовый вариант, голубая линия – вариант с применением рассматриваемой технологии)

#### **Выводы к главе 4**

В главе проведен сравнительный анализ данных по статистическим моделям прогноза показателей разработки нефтяных месторождений, 2Д гидродинамического моделирования в условиях применения МУН и 3Д моделирования при различных приближениях к пластовым условиям.

По результатам гидродинамического моделирования показана эффективность разработанного эмульсионного состава, и оценена значением дополнительной добычи нефти по участку залежи в 2%.

В итоге можно утверждать, что использование разработанной технологии регулирования фильтрационных потоков в неоднородных терригенных нефтяных коллекторах позволит выровнить фронт вытеснения нефти водой что, как следствие, позволит повысить степень эффективности извлечения нефти из высокообводненных терригенных коллекторов за счет доизвлечения нефти из ранее вовлеченных в разработку зон.

## **ГЛАВА 5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ОСТАТОЧНОЙ НЕФТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РАЗРАБОТАННОГО ЭМУЛЬСИОННОГО СОСТАВА**

В данной главе приводится описание техники и технологии на основе использования разработанного эмульсионного состава с целью выравнивания фронта вытеснения нефти водой. Сформулированы требования и рекомендации к техническому сопровождению реализации технологии, а также проведена экономическая оценка результатов гидродинамического моделирования, представленных в главе 4.

### **5.1 Обоснование выбора объекта и скважин-кандидатов для закачки эмульсионного состава**

Проведенный анализ геолого-физических факторов, влияющих на характер вытеснение нефти из пласта, представленный в главе 1, анализ критериев применения технологий-аналогов для выравнивания фронта вытеснения [1, 12, 17, 29, 35, 84, 87, 91, 96], анализ результатов гидродинамического моделирования и лабораторных исследований разработанного эмульсионного состава позволяют сформулировать следующие критерии выбора объекта применения технологии:

1. Предпочтение следует отдавать многопластовым объектам разработки или пластам с послойной неоднородностью (с пропластками, как гидродинамически связанными между собой, так и нет).

2. Должна быть гидродинамическая связь нагнетательных скважин с ближайшими реагирующими добывающими скважинами как по низкопроницаемым, так и по высокопроницаемым пропласткам. С целью оценки гидродинамической связи между скважинами рекомендуется проведение гидропрослушивания и трассерных исследований перед началом работ.

3. Отношение проницаемости высокопроницаемого пропластка и низкопроницаемого оптимально должно находиться в диапазоне от 5 до 7, и не менее 2.

4. Предварительная оценка характера распределения текущих запасов нефти по пласту и по каждому пропластку, с целью выделения слабодренируемых или вообще не охваченных заводнением участков (пропластков).

5. Пластовая и поскваженная высокая обводненность продукции – более 80-90% по объему.

6. Приемистость нагнетательных скважин-кандидатов должна быть не менее 200 м<sup>3</sup>/сут.

7. Нагнетательные скважины должны соответствовать техническим требованиям по герметичности обсадной колонны, чтобы избежать заколонных перетоков.

8. При выборе скважин-кандидатов также следует руководствоваться комплексом гидродинамических исследований по определению профиля приемистости нагнетательной скважины.

Сформулированные требования позволяют выбрать объект внедрения технологии таким образом, чтобы повысить эффективность воздействия на пласт и максимально увеличить охват пласта воздействием.

## **5.2 Описание технологии закачки разработанного эмульсионного состава**

Предлагаемая автором технология, основанная на закачке в пласт разработанного эмульсионного состава, осуществляется через нагнетательные скважины оторочками с дальнейшей продавкой ЭС в пласт водой системы ППД.

Технологическим результатом закачки состава является увеличение фильтрационных сопротивлений в обводненных интервалах пласта и дальнейшее перераспределение закачиваемой воды в неохваченные ранее воздействием интервалы, вследствие чего происходит выравнивание фронта вытеснения нефти водой.

Данный эффект достигается за счет добавки в эмульсионный состав функциональной добавки НПАВ (гидрофобизатор НГ-1), что придает составу селективность (результаты исследований представлены в главе 3).

### 5.3 Приготовление и закачка эмульсионного состава

В главе 3 данной работы подробно описывается технология приготовления эмульсии и приводится обоснование рабочих концентраций функциональных добавок.

Разработанный состав представляет собой обратную эмульсию, где дисперсной фазой является закачиваемая пластовая вода системы ППД – 70 – 80 % масс., дисперсионной средой является керосин марки ТС-1 – 15-20% масс., эмульгатор ЯЛАН-Э-2 марки Б2 – 2-4% масс., функциональные добавки: гидрофобизатор НГ-1 – 1-2% масс., сульфонол – 1-2% масс.

Объемы и давления закачки рекомендуется соблюдать в соответствии с проведенным трехмерным гидродинамическим моделированием. Рекомендуется приготовление и единовременная закачка оторочки объемом 3-5 тыс.т/скв. при забойном давлении закачки, не превышающем 10-15 МПа с расходом, эмульсии 100-200 м<sup>3</sup>/сут на 1 скважину.

Приготовление и закачивание эмульсии может происходить, как по разовой схеме в остановленную скважину (рисунок 5.1), так и по проточной периодической схеме (рисунок 5.2) по аналогии с закачкой полимерных систем, описанной в работе [18].

Техническое сопровождение предлагаемой технологии представлено наземным и скважинным оборудованием. В состав первого входит:

- насосный агрегат ЦА-320 или его аналоги;
- автоцистерны АЦ-10;
- смесительный агрегат или емкость с перемешивателем типа КУДР;
- оборудование обвязки устья скважины;
- наземный трубопровод с устройством ввода в фонтанную арматуру.



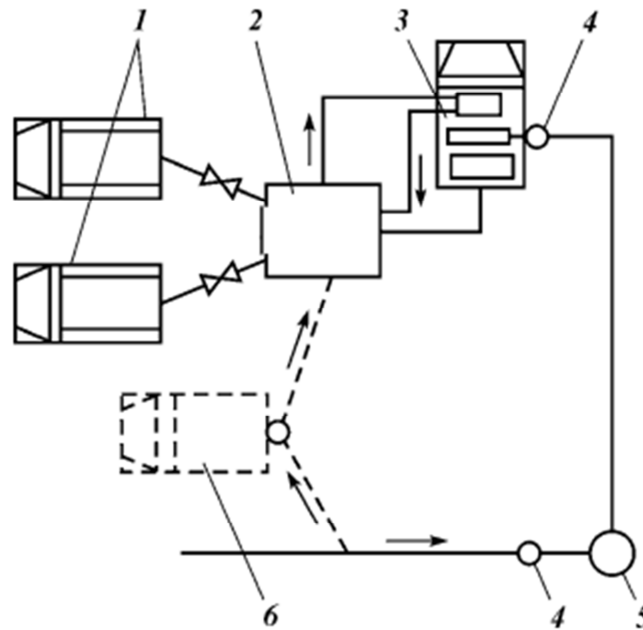


Рисунок 5.1 – Схема обвязки оборудования при разовой закачке эмульсии: 1 – автоцистерна; 2 – накопительная емкость; 3 – насосная установка; 4 – расходомеры; 5 – скважина; 6 – смеситель

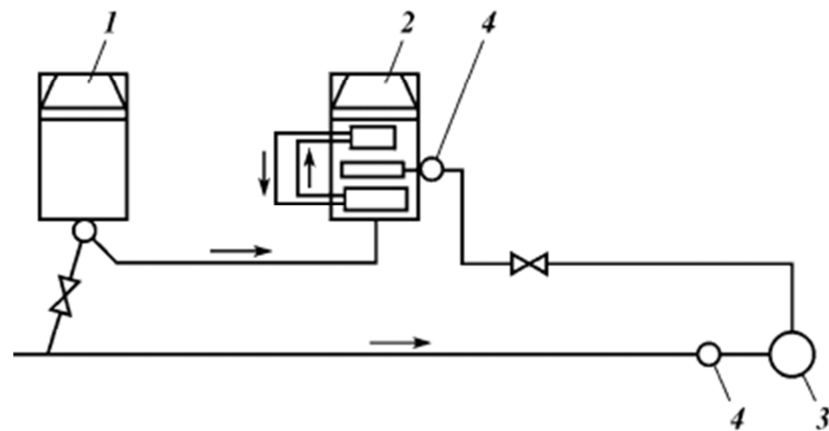


Рисунок 5.2 – Схема обвязки оборудования при проточной периодической закачке эмульсии: 1 – смесительная установка; автоцистерна; 2 – насосная установка; 3 – скважина; 4 – расходомеры

С целью контроля за фронтом продвижения эмульсии по пласту и фронта воды проводятся гидродинамические исследования скважин и пласта ежемесячно, включающие в себя проведение дебитометрии на реагирующих добывающих скважинах и определение профиля приемистости нагнетательных скважин. Также осуществляется мониторинг технологических показателей работы добывающих

реагирующих скважин, таких как дебит, обводненность продукции, динамический уровень, производится отбор устьевых проб с целью определения доли вышедшего состава из пласта. Обобщая полученные данные, строятся карты изобар и текущих толщин с целью определения и контроля охвата пласта воздействием.

#### 5.4 Экономическое обоснование разработанной технологии

К оценочным характеристикам экономической эффективности инвестиций относят чистый дисконтированный доход, внутреннюю норму доходности, индекс доходности и срок окупаемости инвестиций (капитальных вложений) [2, 40].

**Чистый дисконтированный доход ( $D_{\text{ч}}$ )** – это разница между суммой приведённых (дисконтированных) эффектов и суммой приведённых инвестиций.  $D_{\text{ч}}$  определяется по формуле:

$$D_{\text{ч}} = \sum_{t=1}^{T_p} \Delta_{\text{дис.}t} - \sum_{t=1}^{T_p} K_{\text{дис.}t} = \sum_{t=1}^{T_p} \frac{\Delta_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=1}^{T_p} \frac{K_t}{(1+r)^t}, \quad (5.1)$$

где:  $T_p$  – продолжительность расчётного периода, год;  $t$  – номер года расчётного периода;  $r$  – принятая норма дисконта;  $\Delta_{\text{дис.}t}$  – дисконтированная величина эффекта в  $t$ -ом году расчётного периода  $T_p$ , руб.;  $K_{\text{дис.}t}$  – дисконтированная величина инвестиций в  $t$ -ом году расчётного периода  $T_p$ , руб.;  $\Delta_t$  – величина эффекта в  $t$ -ом году расчётного периода  $T_p$ , руб.;  $K_t$  – величина инвестиций в  $t$ -ом году расчётного периода  $T_p$ , руб.

**Внутренняя норма доходности ( $E_{\text{ВН}}$ )** представляет собой ту норму дисконта, при которой сумма приведённых эффектов равна сумме приведённых инвестиций.  $E_{\text{ВН}}$  устанавливается из уравнения:

$$\sum_{t=1}^{T_p} \frac{\Delta_t}{(1+E_{\text{ВН}})^t} - \sum_{t=1}^{T_p} \frac{K_t}{(1+E_{\text{ВН}})^t} = 0. \quad (5.2)$$

**Индекс доходности ( $E_D$ )** представляет собой отношение суммы приведённых эффектов к сумме приведённых инвестиций. Величина  $E_D$  рассчитывается по формуле:

$$E_D = \frac{\sum_{t=1}^{T_p} \mathcal{E}_{\text{дис.}t}}{\sum_{t=1}^{T_p} K_{\text{дис.}t}}. \quad (5.3)$$

**Срок окупаемости ( $T_{OK}$ )** характеризует период времени, за который сумма приведённых эффектов обеспечит возмещение суммы приведённых инвестиций.  $T_{OK}$  устанавливается из уравнения:

$$\sum_{t=1}^{T_{OK}} \mathcal{E}_{\text{дис.}t} - \sum_{t=1}^{T_{OK}} K_{\text{дис.}t} = 0 \quad (5.4)$$

#### **5.4.1 Исходные данные для проведения экономического обоснования технологии**

Перечень исходных данных по годам расчётного периода  $T_p$  приводится в таблице 5.1. Полная калькуляция стоимости работ по технологии представлена в таблице 5.2.

Таблица 5.1 – Исходные данные по разработке рассматриваемого эксплуатационного объекта (ЭО)

| №<br>п/п | Наименование,<br>единиц измерения                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            | Обозна-<br>чение                        | Расчётный период $T_p$ , год     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |
|----------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------|----------------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
|          |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |                                         | 0<br>(базисный)                  | 1   | 2   | 3   | 4   | 5   | 6   | 7   | 8   | 9   | 10  |
| 1        | Инвестиции на проведение технологического мероприятия по годам расчётного периода $T_p$ (по инвестицион-ному плану осущ-ся в 0-м базисном году $T_p$ ), тыс. руб.:<br>а) затраты на выполнение проектно-изыскательских работ, тыс. руб.;<br>б) балансовая стоимость оборудования (нового типа) и реагентов, используемых в инвестиционном проекте, тыс. руб. | $K_t$<br><br>$K_{пирт}$<br><br>$K_{бт}$ | 127500<br><br>5500<br><br>133000 |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |
| 2        | Расчетный период, год.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       | $T_{сл}$                                | 10                               |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |
| 3        | Норма амортизации по используемому в инвестиционном проекте оборудованию, %                                                                                                                                                                                                                                                                                  | $H_a$                                   | 14,29                            |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |
| 4        | Действующий фонд скважин по годам расчётного периода $T_p$ (по плану разработки), скв.                                                                                                                                                                                                                                                                       | $\Phi_{дт}$                             | 7                                |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |
| 5        | Среднесуточный дебит скважин по годам расчётного периода $T_p$ (по базовому варианту), тн/сут.                                                                                                                                                                                                                                                               | $q_{сутt}^{cp}$                         | 8,4                              | 7,6 | 7,4 | 7,1 | 6,8 | 6,4 | 6,0 | 5,9 | 5,7 | 5,6 | 5,5 |

Продолжение таблицы 5.1

| №<br>п/п | Наименование,<br>единиц измерения                                                                                                                                  | Обозна-<br>чение | Расчётный период $T_p$ , год |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|----------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------|------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
|          |                                                                                                                                                                    |                  | 0<br>(базисный)              | 1    | 2    | 3    | 4    | 5    | 6    | 7    | 8    | 9    | 10   |
| 6        | Среднесуточный дебит скважин по годам расчетного периода $T_p$ после проведения технологического мероприятия (по инвестиционному проекту), тыс. т. н.              | $q_{сут}^{ср'}$  | 0                            | 8,8  | 8,6  | 8,4  | 8,3  | 8,1  | 7,9  | 7,8  | 7,6  | 7,4  | 7,2  |
| 7        | Полная себестоимость товарной добычи 1 т. нефти по базисному году расчётного периода $T_p$ (до проведения технологического мероприятия, по плану разработки), руб. | $C'_{п(1тн)1}$   | 4370,2                       |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| 8        | Доля условно-постоянных расходов в полной себестоимости товарной добычи нефти по базисному году расчётного периода $T_p$ (по плану разработки).                    | $\alpha_{упр1}$  | 0,34                         |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| 9        | Налог на прибыль, %                                                                                                                                                | $H_{п}$          | 20                           |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| 10       | Принятая норма дисконта (процентная ставка по проекту)                                                                                                             | $r$              | 0,1                          |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
| 11       | Отпускная цена одной тонны нефти по годам расчетного периода $T_p$ , руб.                                                                                          | $\Pi_{о(1тн)1}$  | 0                            | 7547 | 7638 | 7730 | 7823 | 7917 | 8012 | 8103 | 8200 | 8299 | 8398 |

Таблица 5.2 – Полная калькуляция стоимости работ по технологии

| Исходные данные                                                                               | Ед. изм.        | Значение на базисный год | Итого          |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------|--------------------------|----------------|
| <b>1. Затраты на НИР</b>                                                                      | <b>тыс.руб.</b> | <b>5500,0</b>            | <b>5500,0</b>  |
| Выполнение НИР                                                                                | тыс.руб.        | 5500,0                   |                |
| <b>2. Затраты на приобретение хим.реагентов</b>                                               | <b>тыс.руб.</b> | <b>96720,0</b>           | <b>96720,0</b> |
| Необходимый объём расходных материалов                                                        | тн              | 3100                     |                |
| Реагент "Керосин марки ТС-1"                                                                  | тн              | 2170                     |                |
| Реагент "Ялан-Э2 марки Б2"                                                                    | тн              | 620                      |                |
| Реагент "Сульфонол"                                                                           | тн              | 155                      |                |
| Реагент "Гидрофобизатор НГ-1"                                                                 | тн              | 155                      |                |
| Стоимость реагента "Керосин марки ТС-1"                                                       | руб./тн         | 27500,0                  |                |
| Стоимость реагента "Ялан-Э2 марки Б2"                                                         | руб./тн         | 2500,0                   |                |
| Стоимость реагента "Сульфонол"                                                                | руб./тн         | 204000,0                 |                |
| Стоимость реагента "Гидрофобизатор НГ-1"                                                      | руб./тн         | 25000,0                  |                |
| <b>3. Затраты на заработную плату и другие выплаты непосредственных исполнителей</b>          | <b>тыс.руб.</b> | <b>935,0</b>             | <b>935,0</b>   |
| Заработная плата руб./час:                                                                    |                 |                          |                |
| Мастер ВПП                                                                                    | руб./час        | 134,0                    |                |
| Оператор по хим.обработке 4 разр.                                                             | руб./час        | 126,0                    |                |
| Время работы час:                                                                             |                 |                          |                |
| Мастер ВПП                                                                                    | час             | 3600                     |                |
| Оператор по хим.обработке 4 разр.                                                             | час             | 3600                     |                |
| <b>4. Услуги сторонних организаций, используемых при выполнении работ (аренда транспорта)</b> | <b>тыс.руб.</b> | <b>9662,8</b>            | <b>9662,8</b>  |
| Время работы техники:                                                                         |                 |                          |                |
| Насосный агрегат ЦА-320                                                                       | маш.-ч.         | 3600                     |                |
| Автоцистерна АЦН-10 Урал-4320 (2 ед.)                                                         | маш.-ч.         | 3600                     |                |
| Перемешиватель (КУДР)                                                                         | маш.-ч.         | 3600                     |                |
| УАЗ 3909 (1 шт.)                                                                              | маш.-ч.         | 320                      |                |
| Гидроманипулятор повышенной проходимости                                                      | маш.-ч.         | 320                      |                |
| Стоимость 1 маш.-ч:                                                                           |                 |                          |                |
| Насосный агрегат ЦА-320                                                                       | руб             | 1400,0                   |                |

Продолжение таблицы 5.2

| Исходные данные                             | Ед. изм.        | Значение на базисный год | Итого           |
|---------------------------------------------|-----------------|--------------------------|-----------------|
| Автоцистерна АЦН-10 Урал-4320 (2 ед.)       | руб             | 1100,0                   |                 |
| Перемешиватель (КУДР)                       | руб             | 55,0                     |                 |
| УАЗ 3909 (1 шт.)                            | руб             | 500,0                    |                 |
| Гидроманипулятор повышенной проходимости    | руб             | 900,0                    |                 |
| Стоимость аренды на всё время обработки:    |                 |                          |                 |
| Емкость хранения V-10 м3 (2 шт.)            | руб             | 16821                    |                 |
| <b>Всего затраты</b>                        | <b>тыс.руб.</b> | <b>112817,8</b>          | <b>112817,8</b> |
| <b>Налог на добавленную стоимость (18%)</b> | <b>тыс.руб.</b> | <b>20307,2</b>           | <b>20307,2</b>  |
| <b>Стоимость с НДС</b>                      | <b>тыс.руб.</b> | <b>133125,0</b>          | <b>133125,0</b> |

### 5.4.2 Определение показателей экономической эффективности инвестиций в реализацию технологии

1. Продолжительность расчётного периода ( $T_p$ ), год:

$$T_p = 1 + T_{\text{сл}}, \quad (5.5)$$

где: 0 – первый (базисный) год (по проекту – год осуществления инвестиций);  $T_{\text{сл}}$  – расчетный период, год. Таким образом

$$T_p = 1 + 10 = 11 \text{ лет}$$

2. Годовой объём добычи нефти до проведения технологического мероприятия на ЭО по годам расчётного периода  $T_p$  (по плану разработки),  $q'_{\text{нт}}$ , тыс. т н.:

$$q_{\text{нт}} = q_{\text{сут}t}^{\text{ср}} \cdot \Phi_{\text{д}t} \cdot k_{\text{эт}} \cdot \frac{365}{1000}, \quad (5.6)$$

где:  $q_{\text{сут}t}^{\text{ср}}$  – среднесуточный дебит одной скважины на ЭО по  $t$ -тому году расчётного периода  $T_p$ , тн/сут;  $\Phi_{\text{д}t}$  – действующий фонд скважин на ЭО по  $t$ -тому году расчётного периода  $T_p$ , скв;  $k_{\text{эт}}$  – коэффициент эксплуатации скважин на ЭО по  $t$ -тому году расчётного периода  $T_p$ ; 365 – количество календарный дней в году, сут.

3. Годовой объём добычи нефти после реализации технологического мероприятия на ЭО по годам расчётного периода  $T_p(q_{\text{нт}})$ , тыс. т н.:

$$q'_{\text{нт}} = q_{\text{сут}t}^{\text{ср}'} \cdot \Phi_{\text{д}t} \cdot k_{\text{эт}} \cdot \frac{365}{1000}, \quad (5.7)$$

где:  $q_{\text{сут}t}^{\text{ср}'}$  – среднесуточный дебит скважин после проведения технологического мероприятия на ЭО по  $t$ -тому году расчётного периода  $T_p$  (по инвестиционному проекту), тыс. т. н.

4. Полная себестоимость товарной добычи 1 т нефти до проведения технологического мероприятия на ЭО по годам расчетного периода  $T_p$  (по плану разработки),  $C_{\text{п}(1\text{тн})t}$ , руб.:

$$C_{\text{п}(1\text{тн})t} = C_{\text{п}(1\text{тн})1} \left[ \alpha_{\text{упр}1} \cdot \frac{q_{\text{н}1}}{q_{\text{нт}}} + (1 - \alpha_{\text{упр}1}) \right], \quad (5.8)$$



где:  $C_{п(1тн)1}$  – полная себестоимость товарной добычи 1 т нефти до проведения технологического мероприятия на ЭО по базисному году расчётного периода  $T_p$  (по плану разработки), руб.;  $\alpha_{упр1}$  – доля условно-постоянных расходов в полной себестоимости товарной нефти на ЭО по базисному году расчётного периода  $T_p$  (по плану разработки);  $q_{н1}$  – годовой объём добычи нефти до проведения технологического мероприятия на ЭО по базисному году расчётного периода  $T_p$  (по плану разработки), тыс.т. н.;  $q_{нт}$  – годовой объём добычи нефти до проведения технологического мероприятия на ЭО по  $t$ -тому году расчётного периода  $T_p$  (по плану разработки), тыс.т. н.

5. Полная себестоимость товарной добычи 1 т. нефти после реализации технологического мероприятия на ЭО по годам расчетного периода  $T_p$  ( $C'_{п(1тн)t}$ ), руб.:

$$C'_{п(1тн)t} = C_{п(1тн)1} \left[ \alpha_{упр1} \cdot \frac{q_{н1}}{q'_{нт}} + (1 - \alpha_{упр1}) \right], \quad (5.9)$$

где:  $q'_{нт}$  – годовой объём добычи нефти после реализации технологического мероприятия на ЭО по  $t$ -тому году расчётного периода  $T_p$ , тыс.т. н.

6. Прирост прибыли по годам расчётного периода  $T_p$  в результате реализации технологического мероприятия на ЭО ( $\Delta\P_{годt}$ ), тыс. руб.:

$$\Delta\P_{годt} = (Ц_{о(1тн)t} - C'_{п(1тн)t}) \cdot q'_{нт} - (Ц_{о(1тн)t} - C_{п(1тн)t}) \cdot q_{нт}, \quad (5.10)$$

где:  $Ц_{о(1тн)t}$  – отпускная цена одной тонны нефти по годам расчётного периода  $T_p$ , руб.

7. Прирост чистой прибыли по годам расчётного периода  $T_p$  в результате реализации технологического мероприятия на ЭО ( $\Delta\P_{ч(год)t}$ ), тыс. руб.:

$$\Delta\P_{ч(год)t} = \Delta\P_{годt} \cdot \left( 1 - \frac{H_{п}}{100} \right), \quad (5.11)$$

где:  $H_{п}$  – налог на прибыль, %.

8. Величина амортизационных отчислений по используемому в проекте оборудованию по годам его эксплуатации ( $A_{годt}$ ), тыс. руб.:

$$A_{\text{год}t} = K_{\text{б}t} \cdot \frac{H_a}{100}, \quad (5.12)$$

где:  $K_{\text{б}t}$  – балансовая стоимость оборудования (нового типа), приобретённых согласно инвестиционному проекту в конце  $t$ -того года (в данном случае первого года) расчётного периода  $T_p$ , тыс. руб.;  $H_a$  – норма амортизации по используемому в инвестиционном проекте оборудованию, %.

Для 1-го года  $T_p$  величина  $A_{\text{год}1}=0$ , т.к. амортизационный период начинается со 2 года  $T_p$ :

$$A_{\text{год}t} = 133000 \cdot \frac{14,29}{100} = 19005,70 \text{ тыс. руб.}$$

9. Дополнительный чистый приток денежных средств от операционной деятельности по годам расчётного периода  $T_p$  в результате реализации инвестиционного проекта на ЭО ( $\Delta\Pi_{ot}$ ), тыс. руб.:

$$\Delta\Pi_{ot} = \Delta\Pi_{\text{ч(год)}t} + A_{\text{год}t}. \quad (5.13)$$

10. Дисконтированная величина дополнительного чистого притока денежных средств от операционной деятельности за расчётный период  $T_p$  ( $D_{\text{дис}}$ ), тыс. руб.:

$$D_{\text{дис}} = \sum_{t=1}^{T_p} \Delta\Pi_{\text{одист}t} = \sum_{t=1}^{T_p} \left[ \frac{\Delta\Pi_{ot}}{(1+r)^t} \right], \quad (5.14)$$

где:  $\Pi_{\text{одист}t}$  – дисконтированная величина дополнительного чистого притока денежных средств от операционной деятельности по  $t$ -тому году расчётного периода  $T_p$ , тыс. руб;  $r$  – принятая норма дисконта.

Таким образом:

$$D_{\text{дис}} = \sum_{t=1}^{T_p} \Delta\Pi_{\text{одист}t} = 210215,89 \text{ тыс. руб.}$$

11. Дисконтированная величина инвестиций на разработку и реализацию инвестиционного проекта за расчётный период  $T_p$  ( $K_{\text{дис}}$ ), тыс. руб.:

$$K_{\text{дис}} = \sum_{t=1}^{T_p} K_{\text{дист}} = \sum_{t=1}^{T_p} \left[ \frac{K_t}{(1+r)^t} \right], \quad (5.15)$$

где:  $K_{\text{дист}}$  – дисконтированная величина инвестиций на проведение технологического мероприятия на ЭО по  $t$ -тому году расчётного периода  $T_p$ , тыс. руб.;  $K_t$  – инвестиции на проведение технологического мероприятия на ЭО по  $t$  – тому году расчётного периода  $T_p$ , тыс. руб.

Таким образом:

$$K_{\text{дис}} = \sum_{t=1}^{T_p} K_{\text{дист}} = 12750,00 \text{ тыс. руб.}$$

12. Чистый дисконтированный доход за расчётный период  $T_p$  от реализации инвестиционного проекта на ЭО ( $D_{\text{ч}}$ ), тыс. руб.:

$$D_{\text{ч}} = D_{\text{дис}} - K_{\text{дис}}. \quad (5.16)$$

Таким образом:

$$D_{\text{ч}} = 210215,86 - 127500,00 = 82715,89 \text{ тыс. руб.}$$

13. Внутренняя норма доходности инвестиций ( $E_{\text{вн}}$ ). Значение  $E_{\text{вн}}$  определяется из условия, что

$$\sum_{t=1}^{T_p} \left[ \frac{\Delta \Pi_{ot}}{(1+E_{\text{вн}})^t} \right] = \sum_{t=1}^{T_p} \left[ \frac{K_t}{(1+E_{\text{вн}})^t} \right]. \quad (5.17)$$

Установление искомой величины  $E_{\text{вн}}$  производится итеративным путем и сводится к поиску такого значения  $E_{\text{вн}}$ , при котором выполняется условие уравнения 5.17:

$$E_{\text{вн}} = 0,136 = 13,60\%$$

14. Индекс доходности (рентабельности) инвестиций ( $E_{\text{д}}$ )

$$E_{\text{д}} = \frac{D_{\text{дис}}}{K_{\text{дис}}}. \quad (5.18)$$

$$E_d = \frac{210215,86}{127500} = 1,649$$

15. Срок окупаемости инвестиций ( $T_{ок}$ ), год. Величина  $T_{ок}$  определяется из условия, что

$$\sum_{t=1}^{T_{ок}} \Delta P_{Одист} = \sum_{t=1}^{T_{ок}} K_{дист} . \quad (5.19)$$

Расчёт  $T_{ок}$  производится следующим образом:

а) определяется кумулятивное значение дисконтированной величины дополнительного чистого притока денежных средств от операционной деятельности по годам расчётного периода  $T_p$  ( $\Delta P'_{Одист}$ ), тыс. руб.

$$\Delta P'_{Одист} = \Delta P'_{Одист(t-1)} + \Delta P_{Одист} ; \quad (5.20)$$

б) находятся два смежных значения  $\Delta P'_{Одист}$ , которые отвечают условию, что

$$\Delta P'_{Одист(t-1)} < K_{дис} < \Delta P'_{Одист} . \quad (5.21)$$

$$120355,46 \text{ тыс. руб.} < 127500,00 \text{ тыс. руб.} < 141775,95 \text{ тыс. руб.}$$

в) устанавливается целое число лет срока окупаемости инвестиций  $T_{ок.ц}$ , которому соответствует значение  $\Delta P'_{Одист(t-1)}$ .

Если  $\Delta P'_{Одист}$  соответствует первому году  $T_p$ , то  $T_{ок.ц} = 0$ ;

$$T_{ок.ц} = 5 \text{ лет}$$

г) рассчитывается  $T_{ок}$  по формуле

$$T_{ок} = T_{ок.ц} + \frac{K_{дис} - \Delta P'_{Одист(t-1)}}{\Delta P'_{Одист} - \Delta P'_{Одист(t-1)}} . \quad (5.22)$$

$$T_{ок} = 5 + \frac{127500,00 - 120355,46}{141775,95 - 120355,46} = 5,33 \text{ года}$$

Промежуточные результаты расчетов формул (5.5 – 5.13) по расчетным годам представлены в обобщённой таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Расчёт дополнительного чистого притока денежных средств от операционной деятельности в результате реализации инвестиционного проекта

| Показатель                                                                                        | Проектные года |          |          |          |          |          |          |          |          |          |          |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
|                                                                                                   | 0              | 1        | 2        | 3        | 4        | 5        | 6        | 7        | 8        | 9        | 10       |
| Годовой объём добычи нефти до ГТМ, $q_{нб}$ , тыс.т.н.                                            | 20,43          | 18,51    | 17,92    | 17,28    | 16,55    | 15,53    | 14,70    | 14,26    | 13,91    | 13,65    | 13,27    |
| Годовой объём добычи нефти после ГТМ, $q'_{нб}$ , тыс.т.н.                                        | 20,43          | 21,33    | 20,93    | 20,50    | 20,10    | 19,68    | 19,32    | 18,90    | 18,50    | 18,01    | 17,62    |
| Полная себестоимость добычи 1т. нефти до проведения ГТМ, $C_{n(1тн)_t}$ , руб.                    | 4370,20        | 4524,29  | 4578,41  | 4640,79  | 4718,28  | 4838,72  | 4949,38  | 5013,07  | 5066,43  | 5107,88  | 5172,75  |
| Полная себестоимость добычи 1т. нефти после проведения ГТМ, $C'_{n(1тн)_t}$ , руб.                | 4370,20        | 4307,72  | 4334,64  | 4365,53  | 4394,46  | 4427,23  | 4455,80  | 4490,80  | 4525,72  | 4570,16  | 4607,14  |
| Прирост прибыли, $\Delta\Pi_{годt}$ , тыс. руб.                                                   | 0,00           | 13133,11 | 14318,66 | 15564,52 | 17530,74 | 20849,27 | 23677,50 | 24196,24 | 24363,67 | 23578,89 | 24015,64 |
| Прирост чистой прибыли, $\Delta\Pi_{ч(год)t}$ , тыс. руб.                                         | 0,00           | 10506,49 | 11454,93 | 12451,61 | 14024,59 | 16679,42 | 18942,00 | 19356,99 | 19490,94 | 18863,12 | 19212,51 |
| Дополнительный чистый приток денежных средств, $\Delta\Pi_{от}$ , тыс. руб.                       | 0,00           | 29512,19 | 30460,63 | 31457,31 | 33030,29 | 35685,12 | 37947,70 | 38362,69 | 38496,64 | 37868,82 | 38218,21 |
| Дисконтированный дополнительный чистый приток денежных средств, $\Delta\Pi'_{одисct}$ , тыс. руб. | 0,00           | 26829,26 | 25174,07 | 03634,35 | 22560,14 | 22157,65 | 21420,49 | 19686,13 | 17958,96 | 16060,07 | 14734,77 |

### 5.4.3 Оценка экономической эффективности инвестиций

Для проведения оценки экономической эффективности от реализации технологического мероприятия на ЭО (месторождении) результаты расчётов сводятся в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Оценочные показатели экономической эффективности проекта

| №<br>п/п | Наименование                                            | Обозначение            | Единица<br>измерения | Значения<br>оценочных<br>показателей |
|----------|---------------------------------------------------------|------------------------|----------------------|--------------------------------------|
| 1.       | Суммарная величина инвестиций за расчётный период $T_p$ | $\sum_{t=1}^{T_p} K_t$ | Тыс. руб.            | 127500,00                            |
| 2.       | Чистый дисконтированный доход за расчётный период $T_p$ | $D_{\text{ч}}$         | Тыс. руб.            | 82715,89                             |
| 3.       | Внутренняя норма доходности инвестиций                  | $E_{\text{вн}}$        | %                    | 13,60                                |
| 4.       | Индекс доходности (рентабельности) инвестиций           | $E_{\text{д}}$         | -                    | 1,649                                |
| 5.       | Срок окупаемости инвестиций                             | $T_{\text{ок}}$        | год                  | 5,33                                 |

Результат оценки рассматриваемого проекта (см. таблицу 5.4) на основе следующих условий экономической эффективности инвестиций:

- а)  $D_{\text{ч}} > 0$ ,  $82715,89 > 0$ ;
- б)  $E_{\text{вн}} > r$ ,  $13,60 > 0,1$ ;
- в)  $E_{\text{д}} > 1$ ,  $1,649 > 1$ ;
- г)  $T_{\text{ок}} < T_p$ ,  $5,33 < 11$

В результате проведённых расчётов срок окупаемости инвестиций, т.е. период времени в расчетном периоде, после которого чистая текущая стоимость становится и в дальнейшем остается неотрицательной составил 5,33 года.

Внутренняя норма доходности равна 13,6 %. Для оценки эффективности инвестиционного проекта значения  $E_{\text{вн}}$  необходимо сопоставлять с нормой дисконта  $r$ . Инвестиционные проекты, у которых  $E_{\text{вн}} > r$ , имеют положительное значение чистой текущей стоимости и поэтому эффективны. Проекты, у которых  $E_{\text{вн}} < r$ , имеют отрицательные чистые денежные поступления и поэтому

неэффективны. Таким образом реализация данного технологического мероприятия на ЭО (осуществление инвестиций в данный проект) достаточно эффективна.

Считается, что чем выше индекс доходности инвестиций, тем привлекательней проект, если он равен 1, то проект едва обеспечивает получение минимальной нормативной прибыли. В нашем случае он составляет 1,65, т.е. больше единицы, что еще раз свидетельствует о положительной экономической целесообразности инвестирования в разработку и реализацию предлагаемого проекта.

### **Выводы к главе 5**

Разработана и предлагается к промысловому внедрению технология выравнивания фронта вытеснения, представляющая собой закачку оторочек эмульсионного состава с дальнейшим продвижением ее по пласту закачиваемой водой системы ППД.

На примере результатов расчетов гидродинамической модели одного из месторождений Самарской области обоснована экономическая рентабельность разработанной технологии извлечения остаточной нефти из неоднородных терригенных коллекторов с использованием разработанного микроэмульсионного состава.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты выполнения теоретических и экспериментальных исследований позволили сформулировать следующие основные выводы и рекомендации:

1. Проведенный анализ особенностей довыработки запасов нефти в условиях послойной неоднородности на месторождениях Самарской области показал что:

- механизм воздействия физико-химических методов повышения нефтеотдачи на терригенные коллектора во многом зависит от типа применяемых реагентов;

- необходимо учитывать геологические условия формирования коллектора и связанной с этим литолого-фациальную неоднородность при проектировании разработки месторождения и методов повышения нефтеотдачи;

- на месторождениях с терригенными пластами на поздней стадии разработки являются актуальными комплексные технологии: мицеллярное заводнение (с композицией ПАВ), мицеллярно-полимерное заводнение, использование различных оторочек химических композиций, таких как коллоидно-дисперсные системы, полимер-дисперсные системы, обратные эмульсии и т.д.

2. Разработана методика лабораторных экспериментальных исследований процессов извлечения нефти из неоднородных терригенных коллекторов, предусматривающая:

- проведение лабораторных исследований на современных установках, позволяющих создавать условия близкие к пластовым (термобарические условия);

- использование жидкостей (или моделей жидкостей), моделей пласта соответствующих или близких к физико-химическим и геолого-физическим свойствам неоднородных терригенных пластов;

- применение в качестве химических агентов – ПАВ, эмульгаторов, гидрофобизаторов, свойства которых позволяют применять их в условиях неоднородных терригенных пластов и вод повышенной минерализации.



3. Разработан эмульсионный состав с гидрофобными свойствами на основе пластовой воды и керосина марки ТС-1, стабилизированный эмульгатором ЯЛАН-Э2, с добавлением функциональных присадок: анионного ПАВ (сульфонола) и неионогенного ПАВ (гидрофобизатора НГ-1).

4. Выявлено, что добавление (в суммарном количестве до 5% масс.) анионного и неионогенного ПАВ к эмульсии обратного типа на основе пластовой воды и керосина марки ТС-1, стабилизированной эмульгатором, улучшает физико-химические, реологические и фильтрационные характеристики исходной эмульсии, что позволяет рекомендовать получаемый таким образом гидрофобный эмульсионный состав в качестве селективного водоизоляционного материала для регулирования фильтрационных потоков в неоднородных нефтяных коллекторах.

5. Выявленная с помощью физического и гидродинамического моделирования способность разработанного гидрофобного эмульсионного состава повышать нефтеотдачу моделей пласта позволила разработать технологию извлечения остаточной нефти из неоднородных высокообводненных терригенных коллекторов, основанную на его использовании при искусственном заводнении таких коллекторов.

6. Результаты диссертационной работы внедрены в ООО «СамараНИПИнефть» (г. Самара) и используются при проектировании геолого-технических мероприятий и создании гидродинамических моделей разработки месторождений АО «Самаранефтегаз» (Приложение А).

7. На примере результатов расчетов гидродинамической модели одного из месторождений Самарской области обоснована экономическая рентабельность разработанной технологии извлечения остаточной нефти из неоднородных терригенных коллекторов с использованием разработанного микроэмульсионного состава.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абдулмазитов, Р. Д. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России / Р. Д. Абдулмазитов, К. С. Баймухаметов, В. Д. Викторин. – М.: ВНИИОЭНГ, 1996. – Т. 1 – 280 с.
2. Алварадо, В. Методы увеличения нефтеотдачи пластов. Планирование и стратегии применения / В. Алварадо, Э. Манрик; пер. с англ. Б. Л. Фалалеев; под ред. А. О. Паляя. – М.: ООО «Премииум Инжиниринг», 2011. – 224 с.
3. Алтунина, Л. К. Увеличение нефтеотдачи композициями ПАВ / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов. – Новосибирск: Наука, 1995. – 198 с.
4. Алтунина, Л. К. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов // Успехи химии. – 2007. – Т. 76. – №. 10. – С. 1034-1052.
5. Атапин, В. Ф. Определение остаточной нефтенасыщенности пласта С-I Мухановского месторождения / В. Ф. Атапин, А. И. Слабецкий, С. П. Акташев, А. А. Есипова // Научно-технические проблемы разработки и обустройства нефтяных месторождений. Сборник научных трудов. – 1990. – С. 62-68.
6. Аширов, К. Б. О строении водонапорных бассейнов и формировании в них зональности / К. Б. Аширов // Геология нефти и газа, – 1991. – № 9. – С. 32 – 36.
7. Бабалян, Г. А. и др. Разработка нефтяных месторождений с применением поверхностно-активных веществ / Г. А. Бабалян, Б. И. Леви, А. Б. Тумасян, Э. М. Халимов. – М.: Недра, 1983. – 216 с.
8. Бабалян, Г. А. Физико-химические процессы в добыче нефти / Г. А. Бабалян. – М.: Недра, 1974. – 200 с.
9. Байда, А. А. Вытеснение нефти мицеллярными системами на вертикальной модели пласта / А. А. Байда, С. Г. Агаев // Нефтяное хозяйство. – 2015. – №. 6. – С. 76-78.

10. Байда, А.А. Мицеллярные растворы и микроэмульсии для повышения нефтеотдачи пластов / А.А. Байда, С.Г. Агаев // Нефтепромысловое дело. – 2012. – №. 7. – С. 37-40.
11. Бисембаева, К.Т. Вытеснение нефти водными растворами неионогенных поверхностно-активных веществ (НПАВ) / К.Т. Бисембаева, А.Н. Мухамбетярова // Молодой ученый. – 2014. – №8. – С. 143 – 145.
12. Борисов, Ю.П. Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений с учетом их неоднородности / Ю.П. Борисов. – М.: Недра, 1976. – 285 с.
13. Борисов, Ю.П. Влияние неоднородности пластов на разработку нефтяных месторождений / Ю.П. Борисов, В.В. Воинов, З.К. Рябинина. – М.: Недра, 1970. – 288 с.
14. Булгаков, С.А. Нейросетевая методика оценки конечного коэффициента извлечения нефти (На примере месторождений Самарской области) / С.А. Булгаков // Нефтегазовое дело. – 2013. – №. 1. – С. 59-70.
15. Бурдынь, Т.А. Методы увеличения нефтеотдачи пластов при заводнении / Т.А. Бурдынь, А.Т. Горбунов, Л.В. Лютин, М.Л. Сургучев, О.Э. Цынкова. – М.: Недра, 1983. – 192 с.
16. Гавура, В.Е. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений / В.Е. Гавура. – М.: ВНИИОЭНГ, 1995. – 496 с.
17. Газизов, А.А. Факторы эффективной разработки нефтегазовых месторождений / А.А. Газизов. – Казань: Центр инновационных технологий, 2012. – 224 с.
18. Газизов, А.А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки / А.А. Газизов. – М.: ООО «НедраБизнесцентр», 2002. – 639 с.
19. Газизов, А.Ш. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах / А.Ш. Газизов, А.А. Газизов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 285 с.

20. Гилаев, Г.Г. Разработка нефтяных месторождений Самарской области: от практики к стратегии / Г.Г. Гилаев, А.Ф. Исмагилов, А.Э. Манасян, И.Г. Хамитов, С.П. Папухин. – Самара: изд. «Нефть. Газ. Новации.», 2014. – 368 с.

21. Гималетдинов, Р.А. Критерии эффективного применения технологий выравнивания профиля приемистости пласта в условиях разработки месторождений ОАО «Газпром нефть» / Р.А. Гималетдинов, В.В. Сидоренко, Р.Н. Фахретдинов, О.А. Бобылев, Г.Х. Якименко, Р.Л. Павлишин // Нефтяное хозяйство. – 2015. – №. 5. – С. 78.

22. Гладков, П.Д. Обоснование технологий физико-химического воздействия на низкопроницаемые полимиктовые коллектора: дис. ... канд. тех. наук: 25.00.17 / Гладков Павел Дмитриевич. СПб., 2012. – 155 с.

23. Горбунов, А.Т. Применение оторочек мицеллярных растворов для увеличения нефтеотдачи пластов / А.Т. Горбунов, Д.П. Забродин // Нефтяное хозяйство. – 1976. – Т. 54. – С. 43.

24. Грей, Д.Р. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) / Д.Р. Грей, Г.С.Г. Дарли; пер. с англ. Д.Е. Столярова. – М.: Недра, 1985. – 511 с.

25. Гурвич, Л.М. Многофункциональные композиции ПАВ в технологических операциях нефтедобычи / Л.М. Гурвич, Н.М. Шерстнев. – М.: ВНИИОЭНГ, 1994. – 265 с.

26. Дайк, Х. Проект компании «Салым Петролеум» по химическим методам повышения нефтеотдачи (проект EOR) – успех может быть достигнут только интеграцией / Х. Дайк, М.А. Баус, Я. Ньюверф, А. Уэзерилл, М. Баутс, А. Кассим, Ф. Стойка // Нефтегазовая вертикаль. – 2011. – №. 5. – С. 64-66.

27. Дейк, Л.П. Практический инжиниринг резервуаров / Л.П. Дэйк; пер. с англ. под ред. М.Н. Кравченко. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика, 2008. – 668 с.

28. Демахин, С.А. Изучение влияния гидрофобизирующих составов на водонасыщенность и проницаемость призабойной зоны нефтяного пласта /

С.А. Демахин, А.Г. Демахин, В.Б. Губанов // Нефтепромысловое дело. – 2009. – №. 6. – С. 25-28.

29. Довжок, Е.М. Регулирование разработки и увеличение нефтеотдачи пластов / Е.М. Довжок, Ю.А. Балакиров, Л.Э. Мирзоян. – Киев: Тэхника, 1989. – 144 с.

30. Желтов, Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: Учебник для вузов / Ю.П. Желтов – М.: Недра, 1998. – 365 с.

31. Зорькин, Л.М. Воды нефтяных и газовых месторождений СССР: Справочник / под ред. Л.М. Зорькина. – М.: Недра, 1989. – 382 с.

32. Ибатуллин, Р.Р. Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений. Теория. Методы. Практика. / Р.Р. Ибатуллин, Н.Г. Ибрагимов, Ш.Ф. Тахаутдинов, Р.С. Хисамов – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2004. – 292с.

33. Ибрагимов, Г.З. Химические реагенты для добычи нефти: Справочник рабочего / Г.З. Ибрагимов, В.А. Сорокин, Н.И. Хисамутдинов. – М.: Недра, 1986. – 240 с.

34. Ибрагимов, Г.З. Справочное пособие по применению химических реагентов в добыче нефти / Г.З. Ибрагимов, Н.И. Хисамутдинов. – М.: Недра. 1983. – 312 с.

35. Иванишин, В.С. Особенности разработки многопластовых нефтяных залежей с низкопроницаемыми коллекторами / В.С. Иванишин. – М.: Недра, 1981. – 167 с.

36. Кесслер, Ю.А. Влияние поверхностно-активных веществ на фильтрацию нефти при поршневом режиме вытеснения / Ю.А. Кесслер, Ю.А.Котенев, О.Ф. Кондрашов. // Нефтегазовое дело. – 2015. – №. 6. – С. 362-377.

37. Колганов, В.И. Обводнение нефтяных скважин и продуктивных пластов / В.И. Колганов, М.Л. Сургучев, Б.Ф. Сазонов. – М.: Недра, 1964. – 264 с.

38. Колганов, В.И. О конечной нефтеотдачи песчаных пластов при водонапорном режиме / В.И. Колганов // Труды Гипровостокнефти. 1961. – № 3. – С. 48-53.

39. Колганов, В.И. Обводнение нефтяных скважин и пластов / В.И. Колганов, М.Л. Сургучев, Б.Ф. Сазонов. – Москва: Недра, 1965. – 264 с.

40. Колотилин, Б.А. Экономическое обоснование мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов на нефтегазовых месторождениях : метод. указания / Б.А. Колотилин – Самара: ГОУВПО СамГТУ, 2007. – 33 с.

41. Кондрашев, А.О. Обоснование технологии регулирования фильтрационных потоков в низкопроницаемых нефтяных коллекторах с использованием гидрофобизированного полимерного состава : дис. ... канд. тех. наук: 25.00.17 / Кондрашев Артем Олегович. – СПб, 2014. – 124 с.

42. Кондрашев, А.О. Фильтрационные и микрореологические исследования водоизоляционных полимерных составов / А.О. Кондрашев, М.К. Рогачев, Н.К. Кондрашева, С.Я. Нелькенбаум // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – №. 6. – С. 273 – 284. Режим доступа: [http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/KondrashevAO/KondrashevAO\\_1.pdf](http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/KondrashevAO/KondrashevAO_1.pdf)

43. Королев, М.И. Анализ опыта применения композиций на основе поверхностно-активных веществ для повышения нефтеотдачи терригенных коллекторов Урало-Поволжья / М.К. Рогачев, М.И. Королев // Международный Научно-исследовательский журнал International research journal. – 2016. – №3 (45). – Ч. 2. – С. 102 – 104

44. Королев, М.И. Обоснование технологии извлечения остаточной нефти из неоднородных терригенных коллекторов с применением эмульсионных составов / М.И. Королев, Е.С. Барышников // Сборник трудов VIII Международной научно-практической конференции «Практические аспекты нефтепромысловой химии», г. Уфа. – 2018г. – С. 154-156.

45. Королев, М.И. Обоснование технологии доизвлечения остаточной нефти из неоднородных пластов на поздней стадии разработки / М.И. Королев, Е.С. Барышников // Сборник тезисов 72 международной конференции «Нефть и газ 2018», г. Москва. – 2018. – Т.1. – С. 223.

46. Королев, М.И. Обоснование технологии доизвлечения остаточной нефти из неоднородных пластов на поздней стадии разработки / М.И. Королев,

Е.С. Барышников // Сборник трудов 72 международной конференции «Нефть и газ 2018», г. Москва. – 2018. – Т.1. – С. 188 – 193.

47. Королев, М.И. Обоснование технологии доизвлечения остаточной нефти из неоднородных терригенных коллекторов / М.И. Королев, Е.С. Барышников // Сборник трудов XXII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр», г. Томск. – 2018. – Т.2. – С. 140 – 141.

48. Королев, М.И. Оценка влияния закачки водных растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ) на смачиваемость терригенных пород / М.И. Королев // Сборник тезисов 70 международной конференции «Нефть и газ 2016», г. Москва. – 2016. – Т.1. – С. 213.

49. Королев, М.И. Подбор химической композиции для вытеснения нефти из обводненных коллекторов / М.К. Рогачев, М.И. Королев // Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». – 2017. – №2, – С. 45-54

50. Королев, М.И. Регулирование фильтрационных характеристик высокообводненных терригенных пластов с использованием эмульсионных составов / М.К. Рогачев, М.И. Королев // Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». – 2018. – №3, – С. 44-49

51. Королев, М.И. ASP-заводнение – Альтернатива традиционным физико-химическим методам повышения нефтеотдачи пластов / М.И. Королев // Сборник трудов по результатам VII Всероссийской конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных ископаемых», г. Пермь. – 2015. – С. 118-121.

52. Котенёв, А.Ю. Моделирование процесса вытеснения нефти в неоднородных коллекторах / А.Ю. Котенёв, О.Ф. Кондрашев, Р.Ф. Шарафутдинов, А.А. Садретдинов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2010. – №. 2. – С. 17. – Режим доступа: [http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/KotenevAYu/KotenevAYu\\_2.pdf](http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/KotenevAYu/KotenevAYu_2.pdf)

53. Крэйг, Ф.Ф. Разработка нефтяных месторождений при заводнении / Ф.Ф. Крейг. – М.: Недра, 1974. – 192 с.

54. Крянев, Д.Ю. Методы увеличения нефтеотдачи: опыт и перспективы применения / Д.Ю. Крянев, С.А. Жданов // Нефтегазовая вертикаль. – 2011. – №5.
55. Кудашева, Ф.Х. Составы для нефтевытеснения на основе отходов нефтехимии / Ф.Х. Кудашева, АД. Бадикова, А.М. Мусина, И.Ю. Муталлов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2010. – №1. – Режим доступа: [http://ogbus.ru/authors/Kudasheva/Kudasheva\\_1.pdf](http://ogbus.ru/authors/Kudasheva/Kudasheva_1.pdf)
56. Кузнецов, С.А. Определение гидрофильно-липофильного баланса ПАВ на основе растительных масел и полиэтиленгликолей / С.А. Кузнецов, Н.И. Кольцов // Вестник Чувашского университета, – 2006. – №. 2. – С. 30-33.
57. Куликов, А.Н. Оптимизация последовательности применения технологий ограничения водопритоков и повышения нефтеотдачи пласта в ходе разработки залежей нефти / А.Н. Куликов, М.А. Силин, Л.А. Магадова, Д.Ю. Елисеев // Территория Нефтегаз. – 2013. – №. 4. – С. 64-69.
58. Ланге, К.Р. Поверхностно-активные вещества: синтез, свойства, анализ, применение / К.Р. Ланге; науч. ред. Л.П. Зайченко; пер. с англ. Н. Зорина. – Санкт-Петербург: Профессия, 2007. – 239 с.
59. Ленченкова, Л.Е. Повышение нефтеотдачи пластов физико-химическими методами / Л.Е. Ленченкова. – М.: Недра, 1998. – 393 с.
60. Лэйк, Л. Основные методы увеличения нефтеотдачи / Л. Лэйк. – Техас-Остин: Университет Техас-Остин, 2005.
61. Мавлиев, А.Р. Обоснование и разработка многофункциональных технологических жидкостей для подземного ремонта скважин: дис. ... канд. тех. наук: 25.00.17 / Мавлиев Альберт Разифович. – СПб, 2011. – 153 с.
62. Мавлиев, А.Р. Разработка гидрофобно-эмульсионного состава для подземного ремонта нефтяных скважин / А.Р. Мавлиев, М.В. Наугольников, М.К. Рогачев, Д.В. Мардашов // Записки Горного института. – 2012. – № 1. – Т. 195. – С. 57 – 60.
63. Магадова, Л.А. Методические основы проведения лабораторных исследований составов для ASP-заводнения / Л.А. Магадова, М.С. Подзорова, В.Б. Губанов, В.Р. Магадов // Территория НЕФТЕГАЗ, 2013. – № 6. – С. 48 – 52.



64. Мазо, А.Б. Расчет полимерного заводнения нефтяного пласта по модели фильтрации с фиксированной трубкой тока / А.Б. Мазо, К.А. Поташев, В.В. Баушин, Д.В. Булыгин // Георесурсы. – 2017. – Т. 1. – №. 19. – С. 15 – 20.
65. Максимов, М.М. Математическое моделирование процессов разработки нефтяных месторождений / М.М. Максимов, Л.П. Рыбицкая. – М.: Недра. – 1976. – 264 с.
66. Максимов, С.П. Нефтяные и газовые месторождения СССР, Справочник в 2 кн. Кн. 1 Европейская часть СССР / под ред. С.П. Максимова. – М.: Недра, 1987. – 357 с.
67. Мардашев Д.В. Глушение и стимуляция нефтяных скважин при подземном ремонте с применением гидрофобных эмульсий / Д.В. Мардашев, М.К. Рогачев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014. – С. 124-127.
68. Мардашов Д.В. Применение эмульсионных составов при глушении и стимуляции нефтяных скважин перед подземным ремонтом / Д.В. Мардашов, М.К. Рогачев, А.Р. Мавлиев // Нефтегазовые технологии: сб. тезисов Международной научно-практической конференции. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2009. – 132 с. – С. 81.
69. Муслимов, Р.Х. Повышение роли методов увеличения нефтеотдачи в обеспечении воспроизводства запасов нефти / Р.Х. Муслимов // Георесурсы. – 2007. – №. 3 (22). – С. 2 – 7.
70. Муслимов, Р.Х. Развитие инновационных технологий разработки нефтяных месторождений в современных условиях / Р.Х. Муслимов // Нефть. Газ. Новации. – 2012. – №. 2. – С. 30-38.
71. Наугольников, М.В. Реологические и фильтрационные исследования эмульсионных составов для применения в потокоотклоняющих технологиях / М.В. Наугольников, М.К. Рогачев, А.Р. Мавлиев, Д.В. Мардашов // Записки Горного института. – 2012. – № 1. – Т. 195. – С. 69 – 72.
72. Никитина, А.А. Кислый гудрон как перспективное сырье для получения нефтепромысловых реагентов / А.А. Никитина, А.С. Беляева, Р.В. Кунакова // Экспозиция нефть–газ. – 2012. – № 7. – С. 19 – 21.

73. Никитина, А.А. Салым Петролеум: технология АСП как решение проблемы истощения традиционных запасов / А.А. Никитина // Нефтегазовая вертикаль. – 2014. – № 10. – С. 24 – 26.

74. Орлов, Г.А. Применение обратных эмульсий в нефтедобыче / Г.А. Орлов, М.Ш. Кендис, В.Н. Глущенко. – М.: Недра, 1991. – 224 с.

75. Пат. 2592932 РФ. Состав для повышения нефтеотдачи пластов / Р.Н. Фахретдинов, Г.Х. Якименко, Д.Ф. Селимов; заявитель и патентообладатель ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг». – № 2015111052/03; заявл. 27.03.15; опубл. 27.07.16.

76. Персиянцев, М.Н. Повышение нефтеотдачи неоднородных пластов / М.Н. Персиянцев, М.М. Кабиров, Л.Е. Ленченкова. – Оренбург : Кн. изд-во, 1999. – 223 с.

77. Плетнев, М.Ю. Поверхностно-активные вещества и композиции / Под ред. М.Ю. Плетнева. – М.: ООО «Фирма Кламель». – 2002. – 768 с.

78. Рогачев, М.К. Разработка эмульсионных составов для регулирования фильтрационных характеристик призабойной зоны нагнетательных скважин / М.К. Рогачев, Д.В. Мардашов, А.Р. Мавлиев, К.В. Стрижнев / Нефтегазовое дело, 2011. – № 3, – С. 180 – 190.

79. Сафиева, Р.З. Химия нефти и газа. Нефтяные дисперсные системы: состав и свойства (часть 1). Учебное пособие. / Р.З. Сафиева. – М.: РГУ нефти и газа им. Губкина, 2004. – 112 с.

80. Семихина, Л.П. Исследование пригодности реагентов для химических методов заводнения по их способности отмывать пленки нефти / Л.П. Семихина, С.В. Штыков, Е.А. Карелин // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2015. – №5. – С.236 – 256. – Режим доступа:  
[http://ogbus.ru/issues/5\\_2015/ogbus\\_5\\_2015\\_p236-256\\_SemihinaLP\\_ru.pdf](http://ogbus.ru/issues/5_2015/ogbus_5_2015_p236-256_SemihinaLP_ru.pdf)

81. Семихина, Л.П. Отбор реагентов для ASP-технологии повышения нефтеотдачи пластов / Л.П. Семихина, С.В. Штыков, Е.А. Карелин // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2015. – №4. – С. 53 – 71. – Режим доступа:

[http://ogbus.ru/issues/4\\_2015/ogbus\\_4\\_2015\\_p53-71\\_SemihinaLP\\_ru.pdf](http://ogbus.ru/issues/4_2015/ogbus_4_2015_p53-71_SemihinaLP_ru.pdf)

82. Силин, М.А. Исследование поверхностно-активных веществ (ПАВ) различного типа, применяемых в составе технологических жидкостей / М.А. Силин, Л.А. Магадова, Е.Г. Гаевой, М.С. Подзорова, М.М. Мухин // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2011. – № 8. – С. 50 – 55.

83. Стрижнев К.В. Обоснование и разработка технологии полимерного заводнения в слоисто-неоднородном пласте для повышения эффективности извлечения запасов / К.В. Стрижнев, А.А. Громан, М.И. Кузьмин, Е.А. Румянцева // Нефтяное хозяйство. – 2011. – №. 12. – С. 34-37.

84. Стрижнев, К.В. Ремонтно-изоляционные работы в скважинах: Теория и практика / К.В. Стрижнев. – СПб: «Недра», 2010. – 560 с.

85. Султанов, С.А. Опыт разработки Бавлинского нефтяного месторождения / С.А. Султанов, Г.Т. Вахитов. – Казань: Таткнигоиздат, 1961. – 163 с.

86. Сургучев, М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М.Л. Сургучев. – М.: Недра, 1985. – 308 с.

87. Сургучев, М.Л. Методы извлечения остаточной нефти / М.Л. Сургучев, А.Т. Горбунов, Д.П. Забродин. – М.: Недра, 1991. – 346 с.

88. Сургучев, М.Л. Методы контроля и регулирования процесса разработки нефтяных месторождений / М.Л. Сургучев. – М.: Недра, 1968. – 300 с.

89. Сургучев, М.Л. Применение мицеллярных растворов для увеличения нефтеотдачи пластов / М.Л. Сургучев, В.А. Шевцов, В.В. Сурина. – М.: Недра, 1977. – 175 с.

90. Сыркин, А.М. Поверхностные явления и дисперсные системы в нефтепромысловом деле: учебное пособие / А.М. Сыркин, Э.М. Мовсумзаде. – Уфа: Издательство УГНТУ, 2005. – 136 с.

91. Токарев, М.А. Анализ эффективности применения методов повышения нефтеотдачи на крупных объектах разработки: учебное пособие / М.А. Токарев, Э.Р. Ахмерова, А.А. Газизов, И.З. Денисламов. – Уфа: Издательство УГНТУ, 2001. – 115 с.

92. Указ Президента Российской Федерации от 07 июля 2011 г. N 899 "Об утверждении приоритетных направлений развития науки, технологий и техники в Российской Федерации и перечня критических технологий Российской Федерации". – М.: Кремль, 2011. – Режим доступа: \ <http://www.kremlin.ru/acts/bank/33514>
93. Уолкотт, Д. Разработка и управление месторождениями при заводнении / Д. Уолкотт. – М: ЮКОС, 2001. – 144 с.
94. Фролов, Ю.Г. Курс коллоидной химии: Поверхностные явления и дисперсные системы / Ю.Г. Фролов. – М.: Химия, 1982. – 400 с.
95. Хисамов, Р.С. Увеличение охвата продуктивных пластов воздействием / Р.С. Хисамов, А.А. Газизов, А.Ш. Газизов. – М.: ВНИИОЭНГ, 2003. – 564 с.
96. Хисамов, Р.С. Особенности геологического строения и разработки многопластовых нефтяных месторождений / Р.С. Хисамов. – Казань: Мониторинг, 1996. – 289 с.
97. Швецов, И.А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов. Анализ и проектирование / И.А. Швецов, В.Н. Маньрин. – Самара: Российское представительство Акционерной компании «Ойл Технолоджи Оверсиз Продакшн Лимитед», 2000. – 392 с.
98. Шустеф, И.Н. Геологические основы технологических решений в разработке нефтяных месторождений / И.Н. Шустеф. – М.: Недра, 1988. – 198 с.
99. Энергетическая стратегия России за период до 2030 года: утверждение решением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 № 1715-Р / Министерство энергетики Российской Федерации. – М.: Институт стратегической энергии, 2010. – 183 с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А



**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
«САМАРСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ НЕФТЕДОБЫЧИ»**  
(ООО «СамараНИПИнефть»)

*В диссертационный совет  
по месту защиты*

**Справка  
о внедрении результатов диссертационной работы  
Королева Максима Игоревича**

Настоящая справка дана о том, что в ООО «СамараНИПИнефть» (г. Самара) внедрены результаты диссертационной работы аспиранта Санкт-Петербургского горного университета Королева М.И. на тему «Обоснование технологии извлечения остаточной нефти из неоднородных терригенных коллекторов с использованием эмульсионных составов», представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

Применение разработанной аспирантом Королевым М.И. технологии регулирования фильтрационных потоков в неоднородных терригенных нефтяных коллекторах, основанной на закачке эмульсионного состава, позволит улучшить охват пласта вытесняющим агентом и, в конечном итоге, повысить коэффициент извлечения нефти.

Полученные автором результаты фильтрационных исследований и гидродинамического моделирования в условиях отложений нижнего карбона (пласты Б2) и верхнего девона (Д1, Д2) месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, находящихся на завершающей стадии разработки, используются при проектировании геолого-технических мероприятий и создании гидродинамических моделей разработки месторождений АО «Самаранефтегаз».

Заведующий лабораторией  
фильтрационных исследований,  
К.Х.Н.



Е.С. Калинин

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б



МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ  
И ЭКОЛОГИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО  
НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ

ЦЕНТРАЛЬНАЯ КОМИССИЯ  
ПО СОГЛАСОВАНИЮ ТЕХНИЧЕСКИХ ПРОЕКТОВ  
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ  
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ  
(ЦКР РОСНЕДР ПО УВС)

**СЕВЕРО-ЗАПАДНАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ  
СЕКЦИЯ ЦКР РОСНЕДР ПО УВС**

Телефон: (812) 351-87-86

15.01.2019 № СТ-8

В диссертационный  
совет Д 212.224.13 при  
Санкт-Петербургском  
горном университете

На заседании Северо-Западной нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС 19 декабря 2018 года заслушан доклад Королева Максима Игоревича по диссертационной работе на тему: «Обоснование технологии извлечения остаточной нефти из неоднородных терригенных коллекторов с использованием микроэмульсионных составов», специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, научный руководитель д.т.н., профессор Рогачев М.К.

**ЦКР Роснедр по УВС (Северо-Западная нефтегазовая секция) ОТМЕЧАЕТ:**

1. Диссертация «Обоснование технологии извлечения остаточной нефти из неоднородных терригенных коллекторов с использованием микроэмульсионных составов», подготовленная аспирантом Королевым Максимом Игоревичем является **актуальной**, так как посвящена повышению эффективности разработки неоднородных терригенных коллекторов на поздней стадии разработки, широко распространенными в Урало-Поволжском регионе.

**2. Основные научные результаты**, полученные соискателем и их новизна:

1. Выявлена способность разработанного обратного эмульсионного состава вода в нефти с добавлением 1-5% масс. анионного ПАВ (сульфанол), 1-2% масс. гидрофобизатора НГ-1 (основными компонентом которого является продукт реакции триэтаноламина с жирными кислотами талового масла) и 1-5% масс. эмульгатора Ялан-Э2 (продукт взаимодействия ненасыщенных жирных кислот, сложных этаноламинов и аминоспиртов), повышать коэффициент извлечения нефти из модели неоднородного пласта на 2-5%.

2. Установлена зависимость степени возможного достижения коэффициента извлечения нефти при использовании разработанной эмульсии от степени неоднородности терригенного пласта.



**3. Достоверность защищаемых положений** подтверждена теоретическими и экспериментальными исследованиями, проведенными на современном лабораторном оборудовании, прошедшем государственную поверку, сходимостью расчетных параметров с эмпирическими данными и воспроизводимостью результатов исследований.

#### **4. Результаты исследований**

Выработана методика лабораторных исследований, которая может использоваться на лабораторном оборудовании, предназначенном для исследований нефтяных дисперсных систем, с целью повышения эффективности их действия.

Разработан химический состав, представляющий собой обратную эмульсию с гидрофобными свойствами.

Разработана технология выравнивания фронта вытеснения неоднородных терригенных коллекторов, основанная на увеличении фильтрационных сопротивлений в обводненных интервалах пласта, за счет использования созданного реагента.

**5. Рекомендуются** продолжить исследования и разработать деструктор, позволяющий разрушить обратную эмульсию с гидрофобными свойствами, для удаления остатков эмульсии из пласта и из продукции скважин. Также рекомендуется проработать вопрос экономической эффективности применения разработанного состава.

#### **ЦКР Роснедр по УВС (Северо-Западная нефтегазовая секция) РЕШИЛА:**

Кандидатская диссертация Королева М.И. на тему «Обоснование технологии извлечения остаточной нефти из неоднородных терригенных коллекторов с использованием микроэмульсионных составов» является законченной научно-квалификационной работой. Диссертация Королева М.И. **представляет научную и практическую ценность**, отвечает требованиям, предъявляемым к диссертационным работам Положением ВАК Минобрнауки России.

С учётом научной зрелости автора, **рекомендовать диссертационную работу Королева М.И. к защите на соискание учёной степени кандидата технических наук** по специальности 25.00.17–Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений в диссертационном совете.

Руководитель Северо-Западной нефтегазовой секции  
ЦКР Роснедр по УВС

 С.Е. Сутормин

Секретарь Северо-Западной нефтегазовой секции  
ЦКР Роснедр по УВС

 Л.А. Рогожкина