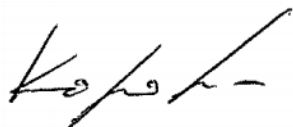


На правах рукописи

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*

А в т о р е ф е р а т
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Санкт-Петербург – 2019

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

Научный руководитель –

доктор технических наук, профессор

Рогачев Михаил Константинович

Официальные оппоненты:

Уметбаев Виль Гайсович

доктор технических наук, профессор, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет», кафедра «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений», профессор

Газизов Айдар Алмазович

доктор технических наук, общество с ограниченной ответственностью «Иджат ресурс», директор

Ведущая организация – Государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Альметьевский государственный нефтяной институт»

Защита состоится 25 апреля 2019 г. в 12 час. 00 мин. на заседании диссертационного совета Д 212.224.13 при Санкт-Петербургском горном университете по адресу: 199106, Санкт-Петербург, 21-я линия, дом 2, ауд. 1171а.

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

Автореферат разослан 25 февраля 2019 г.

УЧЕНЫЙ СЕКРЕТАРЬ
диссертационного совета



ТАНАНЫХИН
Дмитрий Сергеевич

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы

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 заводненных объемах пластов, за счет снижения межфазного натяжения на границе нефть-вода.

Анализ результатов промысловых испытаний новых способов увеличения нефтеотдачи заводненных 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 разное 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. Мусабиров, 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.

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.

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.

Методы исследований

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 (сульфанола) 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 оборудовании в лаборатории «Повышение нефтеотдачи пластов» Санкт-Петербургского горного университета, сходимостью расчетных параметров с эмпирическими данными и воспроизводимостью результатов исследований.

Практическое значение работы

1) Разработана 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 кернодержатели 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»

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 диссертационной работы 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 физического и гидродинамического моделирования, направленный на обоснование технологии выравнивания фронта вытеснения с использованием микроэмульсионных составов; проведен экономический расчет рентабельности разработанной технологии; выполнена обработка и интерпретация полученных результатов; сформулированы основные защищаемые положения и выводы.

Структура и объем диссертационной работы

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

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении приводится общая характеристика работы, обосновывается ее актуальность, определяются цель, идея, задачи и методы их решения, излагаются научная новизна, защищаемые научные положения и практическая значимость.

В первой главе рассмотрены виды неоднородности строения залежей, геологические условия её формирования, особенности довыработки запасов нефти в условиях послойной неоднородности на месторождениях Самарской области, также описывается механизм воздействия физико-химических методов повышения нефтеотдачи на терригенный коллектор.

Анализ особенностей разработки на завершающей стадии месторождений Самарской области показывает, что основными проблемами довыработки запасов являются: существенно различие коллекторских свойств по пласту; значительное влияние послойной неоднородности на обводнение залежей и неравномерное движение фронта вытеснения; высокое влияние состава закачиваемых вод на процесс вытеснения. Полученные автором 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.

Литературный обзор научных работ, описывающих механизмы воздействия физико-химических методов повышения нефтеотдачи на месторождениях с терригенными пластами на поздней стадии разработки, отражает актуальность 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 поверхностно-активных веществ (ПАВ)), мицеллярно-полимерное заводнение, использование различных оторочек химических композиций, таких как коллоидно-дисперсные системы, полимер-дисперсные системы, обратные эмульсии и т.д. По мнению ученых, применение технологий с комплексным действием позволит увеличить охвата пласта заводнением и одновременно увеличить коэффициент вытеснения нефти из пласта.

Во второй главе описаны исследовательская аппаратура и методики испытаний, предполагающие проведение исследований различных химических реагентов и составов без нарушения их представительности в термобарических условиях, максимально приближенных к пластовым, позволяющие качественно и количественно оценить многофакторное влияние на процесс вытеснения нефти из модели пласта и направленно подходить к оценке эффективности применяемой технологии.

Для обоснованного применения предложенной технологии физико-химического воздействия на продуктивный пласт, 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 по разработанной программе проведены на современном высокотехнологичном оборудовании лаборатории «Повышения нефтеотдачи пластов» Горного университета.

Третья глава посвящена разработке гидрофобного эмульсионного состава, позволяющего регулировать фильтрационные потоки в неоднородных нефтяных коллекторах при их искусственном заводнении.

На рассматриваемых месторождениях Самарской области, с терригенными коллекторами нижнего карбона и верхнего девона, применяются различные технологии заводнения, большая часть которых основана на применении разных типов ПАВ или комплексных составов с их добавлением.

В соответствии с основными требованиями, предъявляемыми к технологическим жидкостям, используемым с целью выравнивания охвата пласта воздействием, был разработан состав, представляющий 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), с добавлением функциональных присадок: анионного ПАВ (сульфанола) и неионогенного ПАВ (гидрофобизатора НГ-1 - продукта реакции триэтаноламина с жирными кислотами талового масла).

Как известно, для повышения агрегативной устойчивости, дисперсности, регулирования реологических и физико-химических свойств к обратным эмульсиям (ОЭ) часто добавляют поверхностно-активные вещества, различного типа активности. Очевидно, что основными требованиями, предъявляемыми к ПАВ, являются высокая поверхностная активность на границе нефть-вода и низкая адсорбция на поверхности породы. Кроме этого, при подборе ПАВ для приготовления ОЭ необходимо учитывать минералогический состав пород пласта, химический состав пластовой и нагнетаемой вод, а также величину пластовой температуры.

В связи с этим нами была поставлена задача по созданию стабильной микроэмульсии обратного типа с гидрофобными

свойствами и улучшенной фильтруемостью по пласту, путем введения в его базовый состав поверхностно-активных веществ, обладающих диспергирующими свойствами и придающими составу селективность. В результате проведенных исследований была подобрана смесь анионного и неионогенного ПАВ, обеспечивающих составу описанные характеристики.

В результате исследования химической стабильности и совместимости пластовых и закачиваемых вод с ПАВ различного типа и состава, поверхностной активности исследуемых реагентов, а также их нефтевытесняющей способности, был выбран и рекомендован в качестве диспергатора водонефтяной эмульсии анионный ПАВ – сульфонол.

Неионогенный ПАВ – гидрофобизатор НГ-1, выпускаемый по ТУ 229-002-22650721-2002 компанией ООО «Синтез-ТНП», был выбран на основе проведенных фильтрационных экспериментов, которые показывают, что добавка НГ-1 в концентрации 1% масс. к разработанному эмульсионному составу придает ему избирательность и увеличивает его проникающую способность в водоносную часть пласта. Результаты фильтрационных исследований на насыпной модели терригенного слоисто-неоднородного пласта представлены в таблице 1.

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

Параметр	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

Проведя обоснование и подбор функциональных присадок, была поставлена цель – изучить совместное влияние этих ПАВ, при добавлении к разработанному эмульсионному составу, на его физико-химические и реологические свойства.

Исследование дисперсности разработанного эмульсионного состава основывалось на определении однородности состава и размера глобул визуальным методом на биомедицинском микроскопе Лабомед-2. Установлено, что добавка 1% масс. анионного ПАВ (сульфонола) приводит к увеличению дисперсности и однородности эмульсии, при уменьшении размера глобул с 20-40 мкм до 1-3 мкм (рисунки 1 и 2). При этом увеличение концентрации эмульгатора ЯЛАН-Э2 с 2% масс. до 4% масс. также приводит к увеличению дисперсности, но оставляет неоднородную структуру эмульсии с размером глобул от 1 до 10 мкм (рисунки 3 и 4).

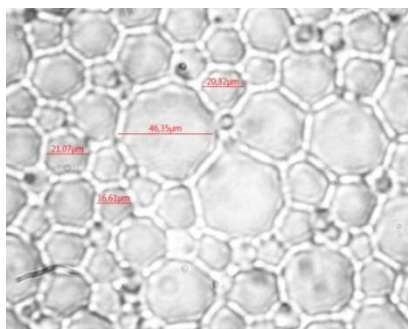


Рисунок 1 – Микрофотография эмульсии без добавления ПАВ

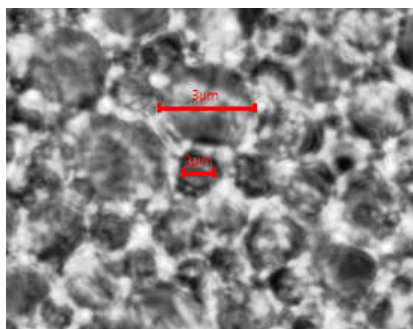


Рисунок 2 – Микрофотография эмульсии после добавления 1 % масс. сульфонола

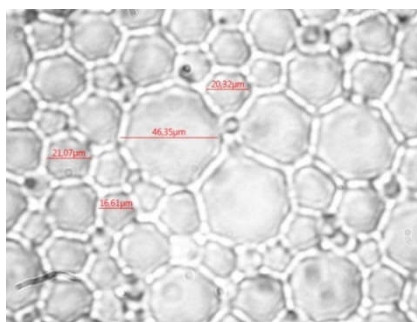


Рисунок 3 – Микрофотография эмульсии, приготовленной с 2 % эмульгатора ЯЛАН-Э2

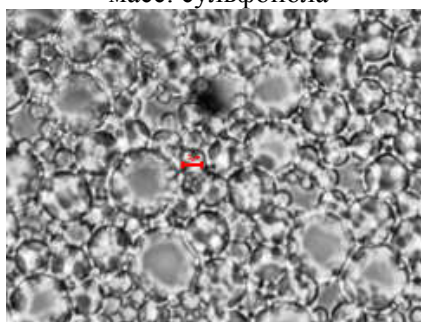


Рисунок 4 – Микрофотография эмульсии, приготовленной с 4 % эмульгатора ЯЛАН-Э2

Результаты исследования термостабильности эмульсии при различных концентрациях активных добавок показали, что для достижения устойчивости эмульсии при 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.

Как известно, эмульсионные составы представляют собой неньютоновские системы, для которых характерна зависимость реологических свойств от действующих напряжений (скоростей) сдвига при их течении. Обеспечить необходимую фильтруемость таких эмульсий в пласте возможно регулированием их реологических свойств путем добавления специальных присадок.

Реологические исследования гидрофобного эмульсионного состава осуществлялись при пластовых температурах. Установленное значение статического напряжения сдвига (СНС) при температуре 40°C – 7,2 Па говорит о достаточно высокой способности разработанного состава фильтроваться по пласту.

Эмульсионные составы, применяемые для выравнивания фронта вытеснения, должны обладать не только хорошими реологическими свойствами и селективностью, но и способностью блокировать высокопроницаемые каналы для движения пластовых вод по ним. С этой целью был проведен ряд фильтрационных экспериментов по определению остаточного сопротивления в водонасыщенном и нефтенасыщенном пропластках слоисто-неоднородной модели терригенного пласта.

Результаты фильтрационных исследований, а также результаты расчета коэффициента селективности представлены в таблице 2.

Как видно из таблицы 2, для нефтенасыщенного керна фактор остаточного сопротивления после закачки эмульсии составил 1,91, а для водонасыщенного керна - 7,36. Таким образом, эмульсионный состав в большей степени снижает проницаемость по водной фазе водонасыщенного высокопроницаемого образца, что подтверждает его селективность.

На основании полученных результатов был сделан вывод, что разработанный гидрофобный эмульсионный состав отличается

высокой стабильностью, дисперсностью и селективностью, что позволяет рекомендовать его для технологии выравнивания фронта вытеснения неоднородных по проницаемости коллекторов.

Таблица 2 – Результаты фильтрационного эксперимента по оценке селективности воздействия эмульсионного состава

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

В четвертой главе представлены результаты прогноза нефтеотдачи по различным методикам 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.

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

В настоящее время для различных нефтедобывающих районов в целях расчета коэффициента извлечения нефти (КИН) созданы многомерные статистические модели. Проведя анализ литературных источников, 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 и использовались статистические модели Крейза-Бакли, Кожакина С.В. и Гомзикова В.Г., полученные для терригенных коллекторов.

Рассчитанные с помощью различных статистических моделей КИН для пласта Б2 имеют большое расхождение, поэтому для оценки надежности математических моделей и адекватности расчетных параметров предлагается использование двумерной гидродинамической модели Швецова И.А., основанной на сопоставлении расчетных показателей с промысловыми данными. 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.

Несмотря на высокую точность и сходимость результатов расчетов двумерной модели, а также возможность учета свойств вытесняемого и вытесняющего агентов, современным методом расчета технологических показателей разработки и мониторинга

процессов разработки является создание постоянно действующих геолого-технологических моделей залежей нефти. Моделирование потоков флюидов в объеме пласта осуществляется с помощью различных гидродинамических симуляторов трехмерной трехфазной фильтрации флюидов, а также покомпонентных моделей флюидов.

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.

Простая модель представляла собой слоисто-неоднородный пласт с проницаемостью нижнего пропластка $0,120 \text{ мкм}^2$ и отношениями проницаемостей нижнего к верхнему пропластку, равными 1:1, 1:3, 1:5, 1:7 и 1:10. Литолого-фациальные и фильтрационно-емкостные свойства пласта, свойства насыщающих пласт флюидов и пластовой воды аналогичны пластам верхнего девона Самарской области.

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 пласт заводнялся без применения агентов до обводненности добываемой продукции 85%, затем в течение 100 дней закачивалась оторочка из эмульсии (рисунок 5). Далее заводнение производилось, как и в первом случае, до обводненности продукции 96%.

По результатам лабораторных фильтрационных и реологических исследований, а также гидродинамического моделирования на простой модели 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 $0,6 - 0,8 \text{ мкм}^2$ для удержания эмульсионной оторочки в пласте.

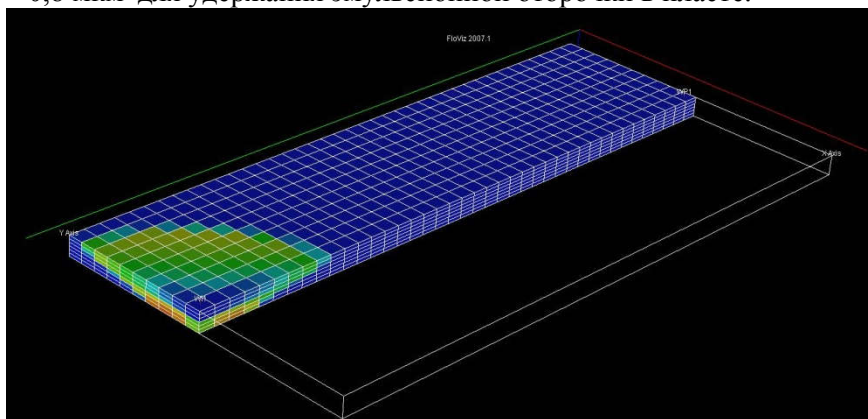


Рисунок 5 – Моделирование закачки оторочки эмульсии

Также известно, что 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 пропласткам. В свою очередь пропластки с пониженной проницаемостью остаются невыработанными по достижении добывающей скважиной предельной обводненности. 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.

Для решения поставленной задачи была составлена модель продуктивного пласта, представленная 11 слоями (общей мощностью пласта 33,2 м), при условии вертикального равновесия давления. Распределение проницаемости случайное, без каких-либо закономерностей. Свойства воды и нефти соответствуют свойствам рассматриваемых геологических объектов. Геометрические размеры линейного участка пласта: ширина – 300 м, длина – 1500 м.

Свойства эмульсии заданы на основе физико-химических и реологических лабораторных исследований.

На рисунке 6 представлен момент начала опережающего заводнения, а именно прорыв воды по одному из пропластков. В свою очередь на рисунке 7 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).

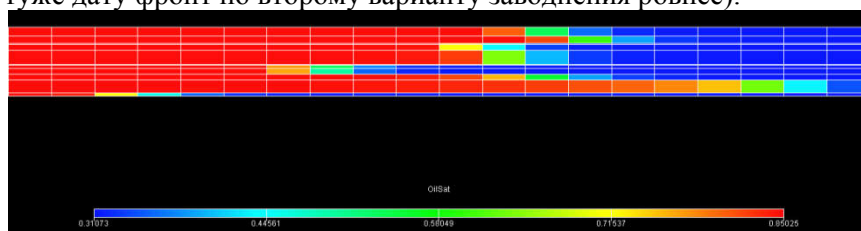


Рисунок 6 – Изображение фронта вытеснения на модели слоисто-неоднородного пласта по первому расчетному варианту

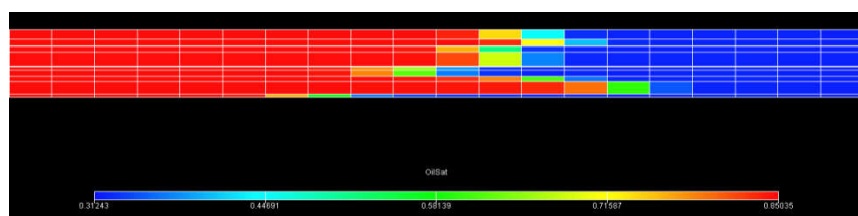


Рисунок 7 – Изображение фронта вытеснения на модели слоисто-неоднородного пласта по второму расчетному варианту

По данным, полученным в ходе лабораторных исследований разработанного эмульсионного состава, были построены гидродинамические модели заводнения на двух месторождениях 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 слабодренлируемыми пропластками (рисунки 8 и 9). 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.

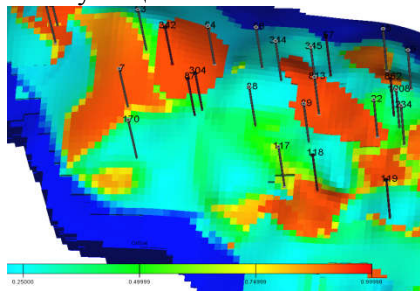


Рисунок 8 – Фрагмент карты начальных нефтенасыщенных толщин месторождения №1

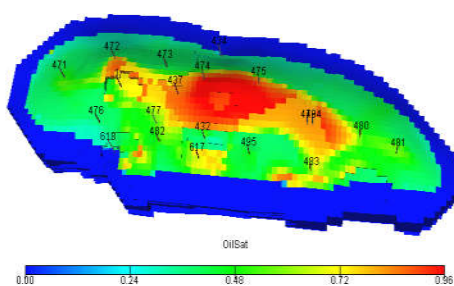


Рисунок 9 – Фрагмент карты начальных нефтенасыщенных толщин месторождения №2

Гидродинамическое моделирование рассматриваемого многопластового объекта месторождения №2 производилось по двум расчетным вариантам: без применения технологии выравнивания фронта вытеснения (по проекту разработки) и с закачкой эмульсионного 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 этого состав продавливался в пласт ранее закачиваемой водой системы ППД.

Оценка эффективности применения рассматриваемой технологии производилась по данным накопленной добычи по годам разработки, а также по изменению средневзвешенной обводненности пласта. Результаты показывают, 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. нефти 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.

Таким образом, проведенный сравнительный анализ данных по статистическим моделям прогноза показателей разработки нефтяных месторождений, 2Д гидродинамического моделирования в условиях применения МУН и 3Д моделирования в различных приближениях к пластовым условиям, показывает важность полного учета всех геолого-физических параметров пласта, свойств вытесняющих и втесняемых флюидов при расчете показателей разработки.

Кроме того, можно утверждать, что использование разработанной технологии регулирования фильтрационных потоков, основанной на применении разработанного эмульсионного состава, позволит выровнять фронт вытеснения нефти водой что, как следствие, приведет к повышению эффективности извлечения нефти из высокообводненных терригенных коллекторов за счет доизвлечения нефти из ранее не вовлеченных в разработку зон.

В пятой 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 четвертой главе.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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».

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 ОСНОВНЫХ РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ АВТОРОМ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

1. 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.

2. 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.

3. 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.