

На правах рукописи



ФАТТАХОВ ИРИК ГАЛИХАНОВИЧ

**СОЗДАНИЕ КОМПЛЕКСА ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ
ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЦИКЛИЧЕСКОГО ЗАВОДНЕНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ
НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ
НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ**

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

Автореферат диссертации на соискание ученой степени
доктора технических наук

Уфа - 2019

Работа выполнена на кафедре «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений» федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

Научный консультант: доктор технических наук, профессор
Андреев Вадим Евгеньевич

Официальные оппоненты: Гильманова Расима Хамбаловна
доктор технических наук, профессор
ООО НПО «Нефтегазтехнология» /
директор

Рогачев Михаил Константинович
доктор технических наук, профессор
ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный
университет» / кафедра разработки и
эксплуатации нефтяных и газовых
месторождений, заведующий кафедрой

Хасанов Марс Магнавиевич
доктор технических наук, профессор
ООО «Газпромнефть НТЦ» / генеральный
директор

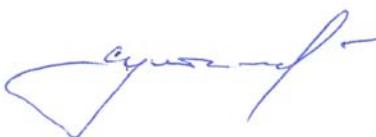
Ведущая организация: ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа

Защита диссертации состоится «24» октября 2019 года в 14:00 ч. на заседании диссертационного совета Д 212.289.04 при ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» по адресу: 450062, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, д. 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» и на сайте www.rusoil.net.

Автореферат разослан « » _____ 2019 года.

Ученый секретарь
диссертационного совета



Султанов Шамиль Ханифович

Общая характеристика работы

Актуальность проблемы

Большинство нефтяных месторождений России вступило в позднюю стадию разработки, характеризующуюся постепенным снижением количества добываемой нефти и повышением обводненности добываемой продукции скважин. Одной из существенных причин перевода скважин в бездействующий фонд является обводненность. Мировая добыча нефти в среднем составляет около четверти добываемого флюида. Ежедневно миллионы долларов расходуются нефтяными компаниями на следующие технологические процессы: сбор, подготовка и сброс попутно-добываемой воды.

Становится очевидной необходимость стабилизации роста обводненности и, соответственно, повышение добычи нефти. Решению данной задачи способствует контроль состояния разработки нефтяных месторождений посредством статистических инструментов и вновь предлагаемых диагностических коэффициентов.

По результатам анализа промысловых данных вводятся рекомендации по контролю состояния циклического заводнения посредством технологий проведения ремонтно-изоляционных работ (РИР). На фоне большого многообразия РИР появляется необходимость их подбора на основе идентификации путей обводнения нефтяных скважин. Также требуются меры по предупреждению замораживания устья нагнетательных скважин посредством технических средств использования реликтового тепла Земли и тепла сгорания попутного нефтяного газа в зимний период.

Реалии сегодняшнего дня таковы, что даже специалистам удобнее и быстрее работать с готовыми программными продуктами. Это не только экономит время проведения работ, ридизайн, но также исключает возможность совершения ошибок в результате ручного подсчета.

Теоретические, экспериментальные и промысловые исследования, направленные на совершенствование разработки нефтяных месторождений, показывают необходимость внедрения двух рангов регулирования.

Например, на месторождениях Республики Татарстан на макроуровне все предлагаемые технологии и техника направлены на предупреждение замораживания устья нагнетательных скважин, ведь по различным причинам (аварийные, плановые остановки, либо вследствие снижения приемистости скважин и др.) простаивает около 500 скважин ежегодно. С целью предотвращения вышеизложенных негативных примеров необходимо разработать группу программ для определения изменения температур в наземных и подземных водоводах, параметров циклического заводнения и др.

В свою очередь, микроуровень представлен разработанными и внедренными композициями водоизолирующих составов на базе полимеров, смол и эмульсий. Они показали высокую технологическую эффективность и экономическую рентабельность. Как показывает опыт проведенных водоизоляционных работ, эффективность блокирования водопромытых зон различными композициями неоднозначна. Положительный результат зависит от большого количества технологических и геолого-физических характеристик обрабатываемых объектов. Другим немаловажным аспектом является необходимость создания программных продуктов, предназначенных для прогнозирования эффективности водоизоляционных работ, определения характеристик пласта, подсчета объемов химических реагентов, необходимых для проведения водоизоляционных работ.

Соответствие паспорту заявленной специальности

Содержание диссертационной работы по области исследования соответствуют формуле паспорта специальности 25.00.17 – «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»:

- п. 1 «Промыслово-геологическое (горно-геологическое) строение залежей и месторождений углеводородов и подземных хранилищ газа, пластовых резервуаров и свойства насыщающих их флюидов с целью разработки научных основ геолого-информационного обеспечения ввода в промышленную эксплуатацию месторождений углеводородов и подземных хранилищ газа»;

- п. 2 «Геолого-физические и физико-химические процессы, протекающие в пластовых резервуарах и окружающей геологической среде при извлечении из недр нефти и газа известными и создаваемыми вновь технологиями и техническими средствами для создания научных основ эффективных систем разработки месторождений углеводородов и функционирования подземных хранилищ газа»;

- п. 3 «Научные основы компьютерных технологий проектирования, исследования, эксплуатации, контроля и управления природно-техногенными системами, формируемыми для извлечения углеводородов из недр или их хранения в недрах с целью эффективного использования методов и средств информационных технологий, включая имитационное моделирование геологических объектов, систем выработки запасов углеводородов и геолого-технологических процессов».

Степень разработанности темы

В последнее десятилетие во всем мире сталкиваются с ухудшением запасов нефти и повышением обводненности добываемой продукции на большинстве месторождений, что требует принятия мер по регулированию добычи воды и повышению рентабельности эксплуатации месторождений на поздней стадии разработки. Необходимо для решения данного вопроса создать комплекс технологий и технических средств, которые позволят обеспечить возможность эффективной эксплуатации в последующем. По одному направлению разработаны технические средства для предупреждения замораживания объектов при циклической закачке в холодное время года, по другому – предложены технологии, направленные на ограничение водопритока в скважинах. Имеющиеся разработки в данных направлениях не позволяют рентабельно выполнить все возникающие задачи, для этого предлагаются новые решения для залежей, находящихся длительное время в эксплуатации.

Цель диссертационной работы

Обеспечение непрерывного регулируемого циклического заводнения нефтяных месторождений с использованием комплекса технических устройств и

технологий РИР.

Объект исследования – трудноизвлекаемые запасы нефти в сложнопостроенных карбонатных и высокообводненных терригенных пластах.

Предмет исследования - связи параметров процессов ограничения водопритока в нефтяных скважинах и непрерывного функционирования системы поддержания пластового давления заводнением (в том числе и циклического) в условиях отрицательных температур окружающей среды, с использованием новых технических средств закачки воды и составов для ограничения притока попутной воды в скважины, а также компьютерных технологий проектирования, контроля и управления техноприродными системами при заводнении нефтяных пластов.

Задачи исследований

Для достижения поставленной цели решались следующие **научные задачи**:

1. Анализ и обобщение промысловых параметров разработки месторождений со сложнопостроенными карбонатными коллекторами с применением нестабильного циклического заводнения с использованием нормированных данных по различным критериям, которые объединены в единые группы. Изучение влияния коэффициента сезонности на эффективность технологических процессов разработки исследуемых объектов.

2. Анализ технических средств обеспечения процесса циклического заводнения эксплуатируемых объектов и технологий РИР.

3. Разработка комплекса технологий и технических средств сохранения стабильной работоспособности нагнетательных скважин при циклическом заводнении, включающего:

- методы и устройства для передачи тепла из верхних слоев Земли на устье водонагнетательной скважины с учетом аномалии плотности воды в зависимости от температуры;

- технологическую схему процесса подключения к низконапорным водоводам погружного электроцентробежного насоса, расположенного ниже

границы промерзания грунта, для предотвращения замерзания устья нагнетательных скважин и подводящих водоводов;

- способ размораживания устьевого арматуры и коротких участков подземного водовода, примыкающего к скважине, без вскрытия грунта;

- технологию предупреждения замерзания устьевого арматуры, основанной на применении саморегулируемых электронагревательных секций.

4. Исследование свойств водоизоляционных материалов применительно к геолого-техническим условиям изучаемых объектов и разработка технологий их применения для повышения эффективности циклического заводнения.

5. Разработка программных продуктов геолого-математического моделирования технологий планирования и эффективности водоизоляционных работ и интенсификации добычи нефти с учетом дополненных геологических особенностей строения продуктивных пластов.

6. Разработка и обоснование новых технологических решений, направленных на увеличение темпов отбора нефти и обеспечение полноты выработки запасов, приуроченных к карбонатным коллекторам.

Научная новизна

1. Научно обоснованы новые технологические варианты использования тепла грунта, сосредоточенного ниже границ промерзания для обогрева устьевого арматуры нагнетательных скважин, заключающиеся в применении естественного конвективного теплообмена прямого и обратного действия. Установлены закономерности изменения температур устьевого оборудования в неотрицательном диапазоне.

2. Получено комплексное решение для расчета параметров процесса нагнетания технической воды в условиях ее замерзания при различной степени минерализации, плотности и температуры рабочего агента с использованием новых методик и алгоритмов вычисления.

3. На основе исследований свойств водоизоляционных материалов:

- выявлены закономерности взаимодействия водного раствора полиалюминий хлорида с карбонатной составляющей породы в зависимости от

pH раствора, заключающиеся в возможности регулирования гидравлического сопротивления коллектора;

- выявлены коалиционные (симбиотические) эффекты в водоизоляционном составе ацетоноформальдегидная смола - едкий натр. Обнаружено, что при содержании в составе смолы АЦФ 80-95 % едкого натра в количестве 1-2 % прочность на сжатие водоизоляционного камня возрастает с 0,89-8,87 МПа до 12,21-16,52 МПа;

- установлен эффект снижения скорости экзотермической реакции поликонденсации резорцинофенольных и ацетоноформальдегидных смол в присутствии кислых отвердителей и цемента, отфильтровывание этих смол из полимерцементного раствора в имеющиеся нарушения эксплуатационной колонны с одновременным формированием закрепляющего цементного стакана в эксплуатационной колонне;

- доказано, что водоизоляционные свойства эмульсий высоковязкой нефти с водой определяются величинами пластических и упругопластических свойств параметров эмульсий (напряжение сдвига и градиент скорости) - неньютоновских жидкостей, а также выявлены динамики вязкости нефтесилорной эмульсии (НСЭ) при различных содержаниях водной фазы.

4. На основе наработки полученных качественных результатов экспериментов с моделями пласта доказана возможность (установлена зависимость перехода значений остаточного фактора сопротивления) применения зависимости на реальных объектах с учетом математической модели. Получен коэффициент отношения между расходом жидкости и перепадом давлений в натуральных и модельных условиях с учетом толщины пласта, равный 1/102,8.

5. Установлены зависимости прироста добычи нефти в карбонатных коллекторах порово-трещинного типа после проведения технологии полимер-кислотного воздействия в зависимости от геолого-физических и физико-химических параметров пластовых систем, а также эксплуатационных характеристик объектов воздействия. Определены пределы необходимого и

достаточного при подборе количества и качества характеристик карбонатных пластов для прогнозирования успешности планируемых работ.

Теоретическая и практическая значимость работы

1. Разработаны 8 новых водоизолирующих составов для проведения водоизоляционных работ, выполнена их систематизация применительно к конкретным геолого-физическим условиям, а также предложены программные продукты группы «РИР» для планирования возможных вариантов ремонтно-изоляционных работ для различных видов обводнения. Разработан и внедрен программный продукт («Гидроизоляция» и «Faraz»), позволяющий выявить особенности геологического строения продуктивных горизонтов, прогнозировать возможные пути проникновения воды в скважины, без дорогостоящих геофизических исследований;

2. Разработан и внедрен в ПАО «Татнефть» программный продукт «Вычисление объемов реагентов, необходимых при проведении технологических воздействий в скважинах», позволяющий определить оптимальные и обоснованные объемы водоизолирующих реагентов для проведения водоизоляционных работ и работ по интенсификации притока нефти в скважину.

3. Разработан способ предотвращения замерзания устья водонагнетательной скважины, включающий накопление и использование тепла грунта (составлена инструкция по технологии предупреждения замораживания устья нагнетательных скважин с использованием тепла грунта и получен патент РФ № 2483198 «Способ предохранения устья нагнетательной скважины от замораживания»). Проведены модельные испытания, подтверждающие применимость предлагаемой технологии.

4. Разработана программа «Изыскание», позволяющая анализировать и прогнозировать, по предложенным алгоритмам, успешность планируемых геолого-технических мероприятий на скважинах (методы интенсификации притока нефти, водоизоляционные работы в скважинах, гидроразрыв пласта и т.д.).

5. Разработан и предложен способ разработки нефтяных месторождений для оптимизации эксплуатации на основе применения полученного коэффициента сезонности процессов. Данный параметр позволил определить расчетную упущенную добычу нефти по всем блокам рассматриваемых месторождений в количестве 34436,06 т ежегодно в НГДУ «Лениногорскнефть» ПАО «Татнефть», ОАО «НК «Роснефть», НГДУ «Туймазанефть» ПАО АНК «Башнефть».

6. Разработан метод, который позволяет размораживать как устьевую арматуру, так и короткие участки подземного водовода, примыкающие к скважине без вскрытия грунта за счет изготовления и испытания малогабаритного трансформатора с минимальной потерей мощности в магнитопроводе и вторичной обмотке. Применение предложенного трансформатора позволяет снизить затраты, связанные с расчисткой дороги от снега к скважине, использованием дорогостоящей паропередвижной установки на базе автомобиля КАМАЗ.

7. Разработаны методики:

- по подбору новых водоизоляционных материалов на основе лабораторных исследований по подбору и применению водоизолирующих материалов на основе высокомолекулярных соединений и прочих химических реагентов с учетом состава и минерализации пластовых жидкостей, включающая классификацию и основные требования, предъявляемые к водоизолирующим реагентам;

- предварительных лабораторных исследований при подборе водоизолирующих реагентов;

- по определению водоизолирующих характеристик реагентов;

- по определению свойств пласта и насыщающего его нефти;

- компьютерного прогнозирования водоизоляционных работ.

Методики изложены в научном издании, выпущенном в издательстве «Гилем» НИК «Башкирская энциклопедия» Академии наук Республики Башкортостан.

8. В результате гидродинамического моделирования на 472 скважинах Стахановского месторождения были подобраны оптимальные геолого-технологические мероприятия, позволяющие увеличить темп отбора нефти и повысить КИН, на значение, соответствующее годовой добыче нефти при циклическом заводнении.

9. Рекомендованы к промышленному внедрению 2 технологии. Разработаны и утверждены 3 инструкции. Рекомендуемые технологии внедрены более чем на 125 скважинах. Накопленный экономический эффект более 100 млн. рублей.

Методология и методы исследования

В диссертации методы решения поставленных задач основываются на статистическом моделировании с использованием разработанных автором специализированных программных продуктов «Астан», «Эстен», «Изыскание», «Faraz» и др, а также известных программных продуктов Petrel и Tempest. Также проводились лабораторные исследования физико-химических свойств реагентов, параметров их воздействия на процесс закупорки флюидопроводящих каналов. Для оценки результативности реализовывалось экспериментальное моделирование технологических процессов на моделях пласта, и проводился анализ и обобщение технологической эффективности промысловых работ на скважинах.

Положения, выносимые на защиту

1. Статистические методы по повышению эффективности разработки месторождений в условиях круглогодичного циклического заводнения и низких температур и подбора рентабельных концентраций реагентов для выбора водоизоляционных составов с заданными физико-химическими свойствами. Результаты разработки и совершенствования установок и устройств превентивной защиты от замораживания устья скважин.

2. Комплекс новых способов и составов, обеспечивающих селективное ограничение водопритокков при круглогодичном заводнении терригенных и карбонатных коллекторов.

3. Методические рекомендации по подбору водоизоляционных материалов на полимерной, углеводородной и неорганической основе, их комбинации при применении в технологиях ограничения водопритоков.

4. Компьютерные технологии обоснования и прогнозирования эффективности водоизоляционных работ.

Степень достоверности научных положений, выводов и рекомендаций

Достоверность научных положений, выводов и рекомендаций обоснована использованием современных методов сбора и обработки промысловых данных и материалов исследований, полученных на основании лабораторных методик по ГОСТу в аккредитованных лабораториях; применением различных классических методов математической статистики; опытом применения разработанных эффективных технологий по предупреждению замораживания устья нагнетательных скважин и ограничению водопритока в добывающих скважинах, подтвержденный практическим внедрением.

Апробация работы

Основные положения диссертационной работы докладывались на всероссийских научно-технических конференциях «Современные технологии нефтегазового дела», Уфа, УГНТУ, 2007, 2009, 2011, 2013-2015, 2018 гг.; научно-технических конференциях молодых ученых, аспирантов и студентов, Уфа, УГНТУ, 2007-2009, 2011-2015, 2018 гг.; III международной научно-технической конференции «Инфокоммуникационные технологии в науке, производстве и образовании», Ставрополь, 2008 г.; I международной научно-практической конференции «Современные проблемы науки», Тамбов, 2008 г.; XXI международной научной конференции «Математические методы в технике и технологиях», Саратов, 2008 г.; VIII международной научно-практической конференции «Наука в современном мире», Москва, 2011 г.; IV международной заочной научно-практической конференции «Современные направления научных исследований», Екатеринбург, 2011 г.; IX международной научно-практической конференции «Современные проблемы гуманитарных и естественных наук», Москва, 2011 г.; V Международной научно-практической конференции «Науки о

Земле на современном этапе», Москва, 2012 ; the international research and practice conference «European Science and Technology», Wiesbaden, Germany, 2012 г; the XXXII International Research and Practice Conference «Models and methods of solving formal and applied scientific issues in physico-mathematical, technical and chemical research», London, IASHE, 2012; Conference «Emulsification. Modeling, Technologies and Applications», Lyon, France, 2012; международном семинаре «Неньютоновские системы в нефтегазовой отрасли», Уфа, 2012; II international research and practice conference «Science, Technology and Higher Education», Westwood, Canada, 2013; IX Międzynarodowej naukowo-praktycznej konferencji «Europejska nauka XXI wiekiem - 2013», Przemyśl, Polska, 2013; 2nd International Scientific Conference «Applied Sciences and technologies in the United States and Europe: common challenges and scientific findings», New York, USA, 2013; IX Международна научна практична конференция «Найновите научни постижения», София, България, 2013г; III научно-практической конференции с международным участием «Естественные науки: достижения нового века», Шарджа, ОАЭ, 2013г; научно-технической конференции «Сервисные услуги в добыче нефти», Уфа, 2014г; the International conference «Actual Issues of Mechanical Engineering», Novosibirsk, 2018.

Публикации

Результаты представленных в работе исследований опубликованы в 111 научных работах, в т.ч. трех монографиях, 6 статьях в изданиях, входящих в международную реферативную базу Scopus, 37 статьях в ведущих рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК Министерства науки и высшего образования РФ, 45 статьях и тезисах докладов. Получено 12 свидетельств ПрЭВМ и 7 патентов на изобретение. Разработаны и утверждены 3 инструкции.

Структура и объем работы

Диссертация состоит из введения, 6 глав, заключения, списка литературы и приложений. Работа содержит 367 страниц машинописного текста, 191 рисунок, 69 таблиц, 245 библиографических ссылок и приложения на 49 страницах.

Благодарности

Автор выражает искреннюю благодарность научному консультанту д.т.н., проф. В.Е. Андрееву, д.ф.-м.н., проф. Бахтизину Р.Н., д.т.н. Кадырову Р.Р., д.г.-м.н., проф. Мухаметшину В.Ш. за ценные советы и рекомендации, которые способствовали становлению и развитию научной идеи диссертационной работы.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во **введении** охарактеризована совокупность проблем, свойственная разработке месторождений на поздней стадии, особенно в зимний период эксплуатации фонда нагнетательных скважин. Обоснована актуальность темы исследований, определены задачи и методы их решения, показаны научная новизна и практическая ценность работы, сформулированы защищаемые научные положения, приведены результаты апробации технологий и методик и их внедрения.

В первой главе проведен обзор работ в области технологий, направленных на снижение обводненности добываемой продукции скважин и регулирования эффективности работы системы циклического заводнения нефтяных месторождений.

По причине ухудшения геологических запасов нефти в мире в каждой стране особенно остро встает вопрос повсеместной высокой обводненности продукции добывающих скважин. Основная добыча нефти происходит из истощенных коллекторов, поэтому, как указывается в различных источниках, на каждый добытый баррель нефти приходится 2,5 - 3 барреля воды.

Существенный вклад в решение теоретических и практических вопросов добычи нефти в осложненных условиях внесли: Алмаев Р.Х., Абызбаев И.И., Алтунина Л.К., Андреев В.Е., Антипин Ю.В., Бакиров И.М., Батулин Ю.Е., Валовский В.М., Вахитов Г.Г., Габдуллин Р.Ф., Гавура А.В., Газизов А.Ш., Герштанский О.С., Горбунов А.Т., Жданов С.А., Жеребцов Е.П., Жиркеев А.С., Ибатуллин Р.Р., Кадыров Р.Р., Карпов В.Б., Каушанский Д.А., Котенев Ю.А., Лозин Е.В., Лысенко В.Д., Мусабилов М.Х., Мухаметшин В.Ш., Нургалиева Д.К., Рогачев М.К., Романов Г.В., Сафонов Е.Н., Селимов Ф.А., Старковский А.В.,

Сургучев М.М., Сургучева М.Л., Токарев М.А., Тухтеев Р.М., Уметбаев В.Г., Фазлыев Р.Т., Фаттахов Р.Б., Чепик С.К., Хайрединов Н.Ш., Doark E., Einarsei C.A., Hurst W., Kyte J.R., Masket M., Mattax C.C., Richardson E.A., Williams J.R. и др.

Обозначены основные предпосылки, обуславливающие необходимость применения прикладного программного обеспечения при анализе состояния циклического заводнения и контроля за состоянием обводненности добываемой продукции на месторождениях.

Первостепенной задачей, стоящей перед основными нефтедобывающими компаниями, становится выработка концепции снижения добычи флюида с высоким содержанием воды. Приведены основные направления развития технологий снижения обводненности продукции скважин. В первом приближении проблема разделена на макро- и микроуровни.

Во второй главе приводится геолого-статистический анализ эффективности исследования опытно-промышленных работ по применению циклического заводнения и перспектив его круглогодичного применения на примере месторождений компаний ПАО «Татнефть», ПАО АНК «Башнефть» и ОАО «НК «Роснефть», а также группирование работ по ограничению водопритока.

Для анализа стабильности разработки месторождений с циклическим заводнением был предложен коэффициент сезонности φ , который находится по следующей формуле:

$$\varphi = \frac{\sum_{i=1}^n X_i / n}{\sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2}} = \frac{\bar{X}}{s}, \quad (1)$$

где n - объем выборки;

x_i - переменная;

\bar{x} - эмпирическое среднее;

s - стандартное отклонение.

Все промысловые данные, используемые для анализа, приводятся к нормированному виду. Пороговым значением коэффициента сезонности принято число 10 (из метода Корнфельда), среднее значение погрешности (на основе параметров анализируемой выборки) в процессах нефтяной промышленности (т.е. речь идет про минимальную изменчивость процесса - до 20 %). Как следует из анализа, минимальным значениям ϕ соответствуют параметры объема закачиваемой воды $Q_{\text{зак}}$, компенсации отбора жидкости закачкой $Q_{\text{зак}}/Q_{\text{жпл}}$ и обводненности добываемой продукции B . Среднее значение показало, что все остальные параметры имеют значение более 10, хотя $Q_{\text{зак}}$ и B почти в 3-8 раз меньше. Данный факт говорит о необходимости контроля за сезонными скачками промысловых данных и подтверждает наличие перебоев в системе циклической закачки в зимний период эксплуатации.

В таблице 1 приведена ежегодная упущенная добыча нефти для месторождений ПАО «Татнефть», ПАО АНК «Башнефть» и ОАО «НК «Роснефть» на примере сопоставления данных за период стабильной работы циклической закачки (июнь-сентябрь) и период реакции (февраль - апрель), возникающей после вынужденной остановки нагнетательных скважин по причине аварийных, плановых и иных простоев и срыва намеченных режимов их работы (где $\Delta q_{\text{уп}}$ - среднесуточный неполученный дебит, $q_{\text{рп}}$ - процент от среднесуточной добычи, $Q_{\text{уп}}$ - упущенная ежегодная добыча). Помимо замерзания устья на многих участках нагнетательные скважины останавливают преднамеренно, чтобы запустить их в летнее время, иначе в случае замораживания их оттаивание обычно происходит в середине июля. Каждый год по причине нестабильной работы циклического заводнения с рассматриваемых нефтяных залежей недополучают от 500 до 5000 т нефти.

Предложен способ разработки освоенных и действующих нефтяных месторождений и ограничения водопритока в добывающих скважинах. Способ направлен на повышение текущих отборов нефти при одновременном уменьшении добываемой воды за счет увеличения охвата заводнением и вытеснения нефти из низкопроницаемых слоев и зон продуктивного пласта.

Таблица 1 – Ежегодная упущенная добыча нефти

№	Месторождение	$\Delta q_{\text{уп}}$, т/сут	$q_{\text{р,уп}}$, %	$Q_{\text{уп}}$, т
1	Тарасовское	9,47	15,57	2769,08
2	Фестивальное	7,31	17,73	2242,19
3	Харампурское, Южный купол	9,43	11,90	2759,40
4	Стахановское	6,7	5,32	1625
5	Майское, первый период	20,28	11,05	4928,18
6	Майское, второй период	5,18	3,63	1257,84
7	Западно-Лениногорская площадь, блок 1	2,56	1,3	622,08
8	Западно-Лениногорская площадь, блок 2	9,5	3,61	2308,5
9	Западно-Лениногорская площадь, блок 3	7,69	2,66	1868,67
10	Куакбашская площадь, Залежь 1, блок 3	0,53	0,44	128,79
11	Куакбашская площадь, Залежь 1, блок 4	16,86	9,77	4096,98
12	Куакбашская площадь, Залежь 1, блок 5	6,55	7,79	1591,65
13	Куакбашская площадь, Залежь 15, блок 1	4,63	6,56	1125,09
14	Зай-Каратайская площадь, блок 2	8,75	2,62	2126,25
15	Южно-Ромашкинская площадь, блок 2	1,83	0,72	444,69
16	Южно-Ромашкинская площадь, блок 3	18,69	5,52	4541,67
Всего по месторождениям		т/год		34436,06

В качестве подтверждения необходимости регулирования разработки нефтяных месторождений с заводнением были проведены исследования по геолого-динамическому моделированию. Для проведения модельных исследований (Petrel) Стахановского месторождения были использованы 203 добывающие и 45 нагнетательных скважин бобриковско-радаевского горизонта и 184 добывающие и 40 нагнетательных скважин турнейского яруса. На рисунке 1 приведены карты остаточных запасов нефти по обоим пластам.

На основе гидродинамического моделирования, проведенного с применением программного продукта Tempest, были рассмотрены модели без циклического заводнения и с двумя вариантами циклического заводнения (показана эффективность круглогодичной циклической закачки), также дополненные технологиями бокового бурения (подобраны наиболее оптимальные технологии с учетом выработки запасов, позволяющие повысить темпы отбора нефти) в областях с минимальными отборами вследствие заводнения.

На рисунке 2 показаны районы работ около каждой выбранной скважины. На основе проделанных расчетов по изменению добычи нефти, жидкости, обводненности, закачки воды и пластового давления были спрогнозированы возможные изменения коэффициентов извлечения нефти. Все данные сведены в таблицу 2.

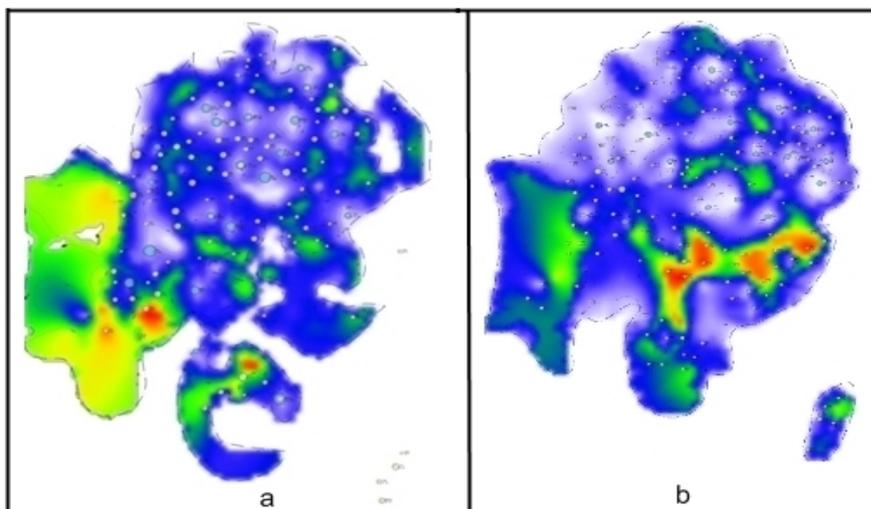


Рисунок 1 – Карты остаточных запасов нефти по: а - бобриковско-радаевскому горизонту; б - турнейскому ярусу

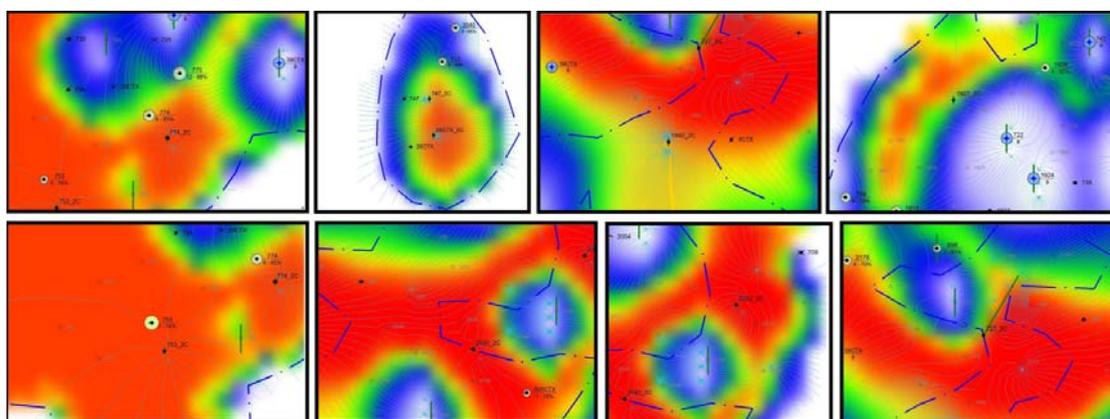


Рисунок 2 – Район работ по отобранным скважинам

Как видно из таблицы 2, за счет внедрения предлагаемых мероприятий за период с января 2014 по сентябрь 2017 г. возможно добиться повышения КИН, которое соразмерно с годовой добычей нефти всего месторождения.

Во время гидродинамических исследований сравнивалось стационарное заводнение, стихийное циклическое и круглогодичное циклическое заводнение с обоснованием полупериодов. Таким образом, модельные исследования Стахановского месторождения доказали эффективность применяемого циклического заводнения. Кроме того, по результатам моделирования был предложен комплекс мероприятий для дальнейшей разработки данного месторождения, который позволит существенно увеличить темпы отбора и коэффициент извлечения нефти.

Таблица 2 – Возможная динамика изменения коэффициента извлечения нефти с учетом внедрения рекомендаций по результатам исследований на гидродинамических моделях

Место-рождение	Горизонт	КИН				Темп отбора %		
		проектный	текущий на 01.01.2012	текущий на 01.01.2013	возможный прирост за счет ГТМ 01.2014-09.2017	текущий	возможный	прирост
Стахановское	бобриковско-радаевский горизонт	0,373	0,304	0,306	0,003	2,94	3,93	0,99
Стахановское	турнейский ярус	0,303	0,202	0,206	0,004	3,93	5,12	1,19
Стахановское	месторождение в целом	0,326	0,237	0,240	0,003	3,10	4,02	0,92

Для обоснования выбора объектов воздействия и их разграничения по областям эффективности циклического заводнения и технологий водоизоляционных работ проведены исследования по группированию и классификации объектов.

Некоторую характеристику различных вариантов классификации можно получить, рассматривая долю дисперсии, объясняемую несколькими главными компонентами (Рисунок 3). Как показывает анализ, практически при любом варианте классификации можно ограничиться рассмотрением пяти – семи главных компонент, характеризующих не менее 65% изменчивости параметров.

Рассмотрены отдельно три пласта C_{1t} , D_{3fm} и D_{3zv} . По каждому из них обособлены однородные группы скважин. На пласте C_{1t} выделено 16 групп объектов, на пластах D_{3fm} и D_{3zv} - по 8 групп, каждая из которых, с точки зрения графической интерпретации главных компонент, имеет обособленный ареал расположения в осях первой и второй главной компоненты (Рисунок 4).

Данные исследования позволили, во-первых, выявить обособленные группы объектов, схожие по своим геолого-техническим параметрам с определенной эффективностью результатов работ; во-вторых, установить необходимое и оптимальное количество критериев из всего массива данных для обоснованного выбора объекта для воздействия.

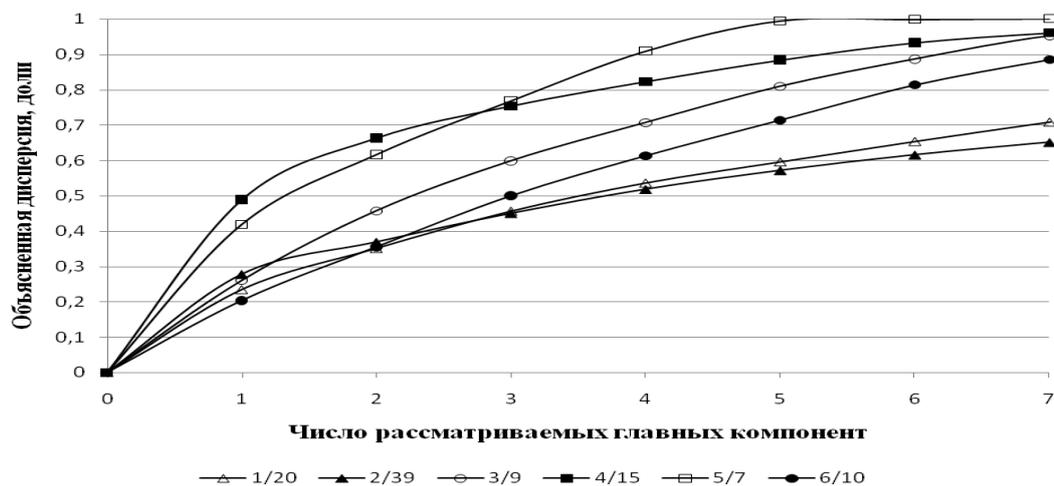


Рисунок 3 – Зависимость объясненной доли дисперсии от числа включенных в рассмотрение компонент и геолого-физических параметров по пласту С1t (в числителе – вариант, в знаменателе – число анализируемых параметров)

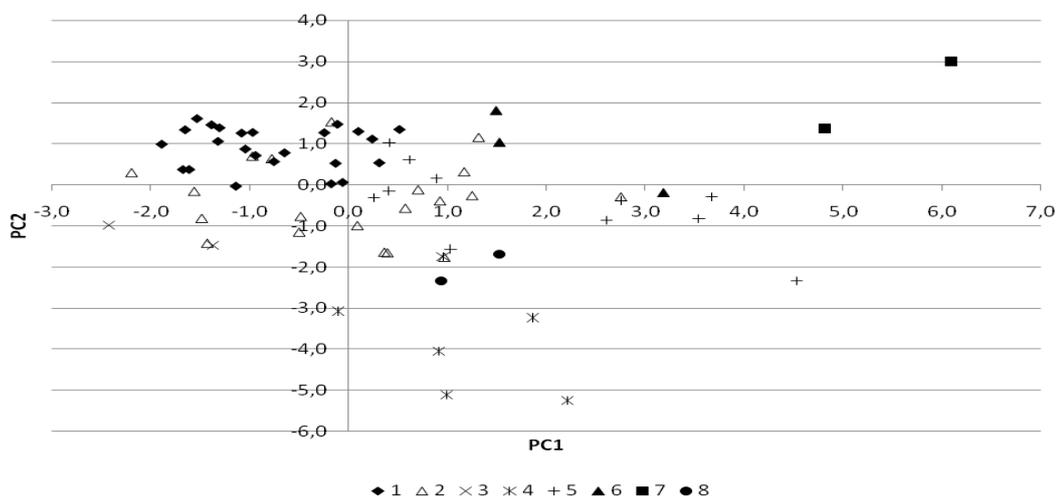


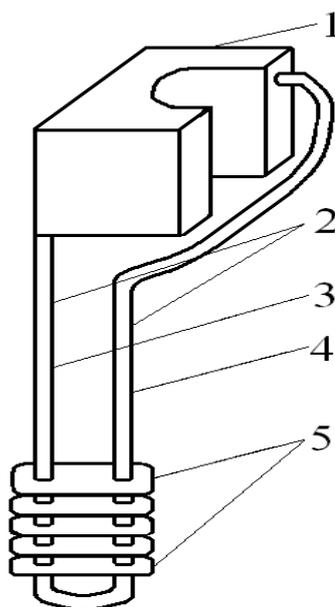
Рисунок 4 – Распределение объектов в осях главных компонент PC1-PC2

В третьей главе излагается концепция методов предупреждения замерзания и размораживания нагнетательных скважин.

В настоящее время для теплоизоляции различных трубопроводов, емкостей и устьевой арматуры наряду с традиционными теплоизоляционными материалами используется жидкая теплоизоляция. Но даже применение столь совершенной изоляции в условиях низких температур, при остановке закачки воды и падении приемистости, предупреждает замерзание устьевой арматуры нагнетательных скважин на срок от 1 до 3 суток. Для обеспечения работоспособности нагнетательной скважины на более длительный период необходимо

использование источников тепла, таких, как перекачка реликтового тепла грунта, применение электронагревательных лент и др.

С целью обогрева устья водонагнетательных скважин зимой естественным теплом грунта были разработаны конструкции конвективных теплообменников. На глубине 1,6 м и ниже (для центральной части России) находится зона устойчивых положительных температур. С увеличением глубины температура возрастает незначительно, поэтому оптимальной глубиной размещения конвективного теплообменника выбрана глубина 2,5-3 м. На рисунке 5 представлен конвективный теплообменник для обогрева устья, в зоне нагрева имеет не емкость, а радиатор. Его преимущество - большая поверхность контакта с грунтом при значительном упрощении изготовления.



1 – рубашка обогрева устья; 2 – соединительные трубки; 3 – нисходящая линия;
4 – восходящая линия; 5 – радиатор

Рисунок 5 - Конвективный устьевого теплообменник

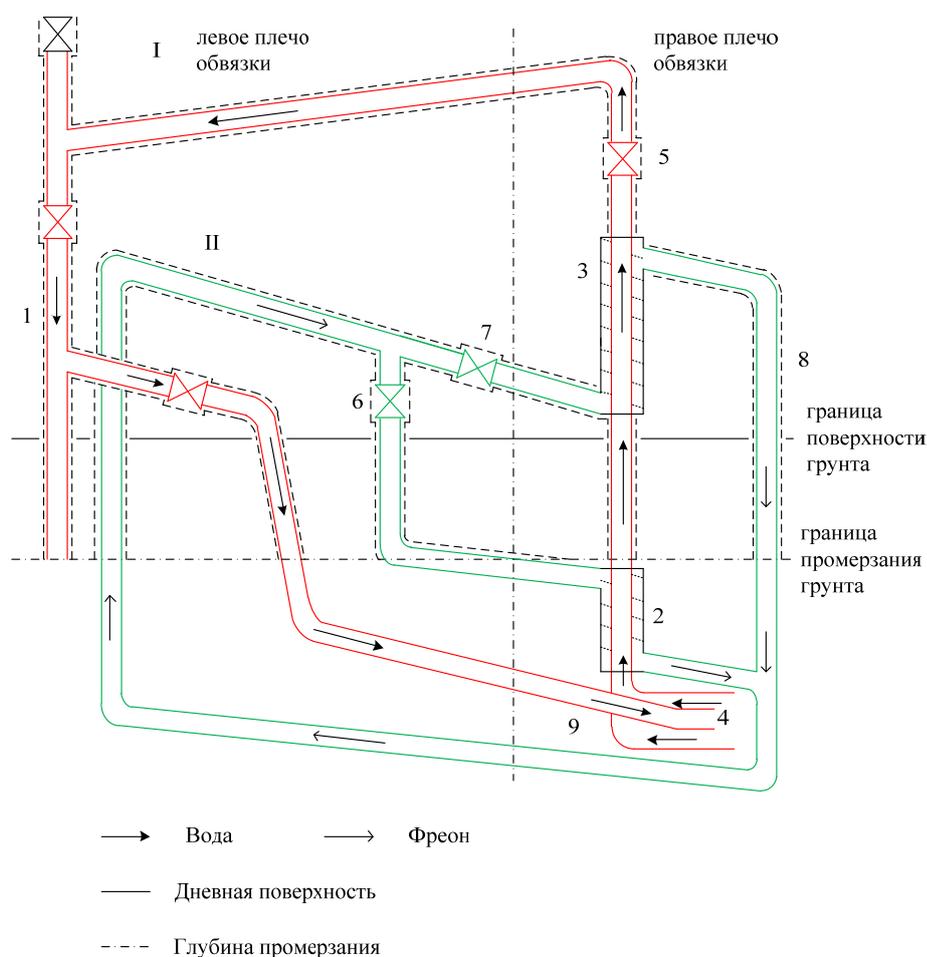
Разработанная экспериментальная конструкция конвективного теплообменника для обогрева устья водонагнетательных скважин испытывалась в январе-феврале в стендовых условиях на экспериментальной базе ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть». Для этого на открытой площадке было сооружено 2 шурфа диаметром 400 мм и глубиной 3 метра. В них помещены 2 теплообменника. На поверхности земли верхняя часть теплообменника была накрыта колпаком для уменьшения потерь тепла.

Анализ показывает, что при изменении температуры среды от -9 до -22°C на поверхности рубашки обогрева температура не опускалась ниже точки замерзания воды, т.е. 0°C . Динамика изменения температуры в интервале от 0 до плюс 2°C на поверхности рубашки обогрева показывает работоспособность разработанного устройства и фактическую применимость глубинного тепла грунта для обогрева устья скважин.

По результатам наблюдений разработан и предложен способ предохранения устья нагнетательной скважины от замораживания за счет накопления и использования тепла грунта (Рисунок 6). Разработана инструкция по технологии предупреждения замораживания устья нагнетательных скважин с использованием тепла грунта.

Данный метод служит для повышения стабильности функционирования узлов арматуры устья нагнетательной скважины в период сезонного снижения температуры ниже 0 . В случае аварийного или иного прекращения функционирования скважины и падения температуры на устье происходит процесс конвективного переноса тепла из грунта в водовод.

В случае остановки конвекционных процессов, предложен другой способ по предупреждению замораживания устья водонагнетательных скважин – электронагрев устьевого арматуры с помощью нагревательной ленты. Была разработана и испытана конструкция теплообменника с периодическим электропрогревом циркулирующей воды электронагревателем. Это обусловлено тем, что при температуре $+4^{\circ}\text{C}$ вода имеет максимальную плотность и конвекция при этой температуре прекращается. Такая схема использования тепла грунта с периодическим подключением электронагревательных элементов представлена на рисунке 7. После выхода на установленный уровень, при котором возможна циркуляция воды за счет конвекции (от плюс 5°C), происходит автоматическое отключение нагревательных элементов посредством блока управления.

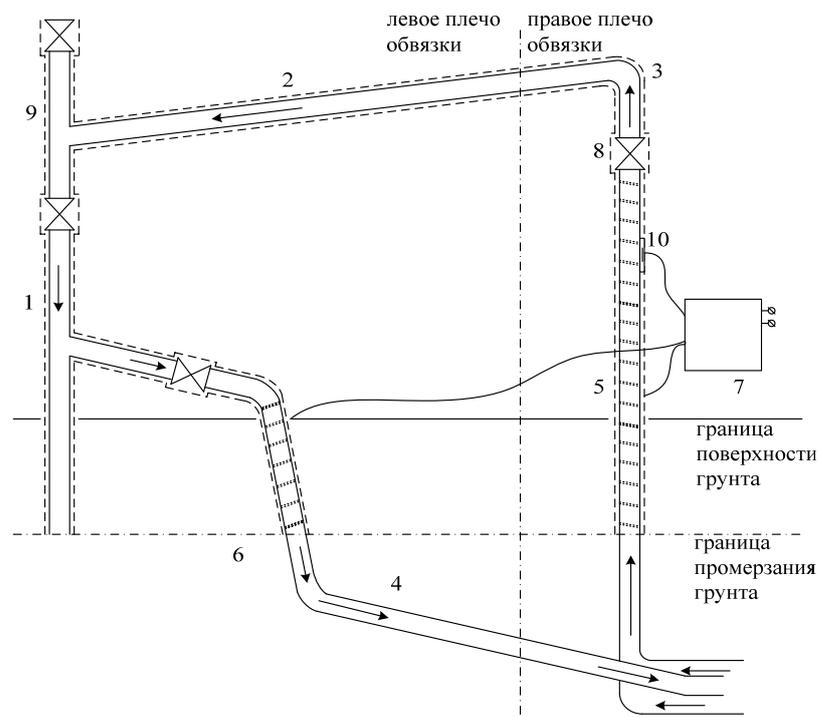


I - верхний контур обвязки (вода); II - нижний контур обвязки (фреон);
 1 - устьевая арматура; 2 - первый теплообменник; 3 - второй теплообменник;
 4 - водовод; 5 - центральная задвижка; 6, 7 - краны для подключения и отключения первого и второго теплообменника; 8, 9 - труба

Рисунок 6 – Двухконтурный конвективный устьевой теплообменник

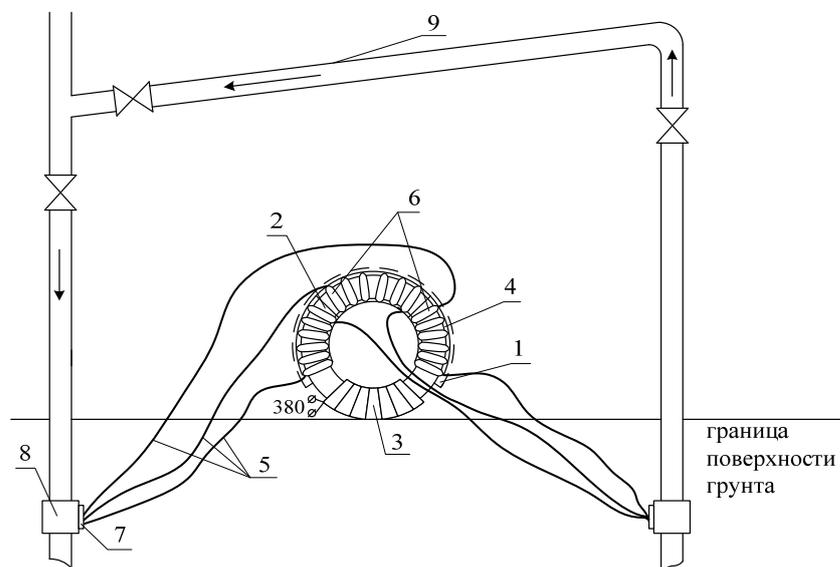
Разработанный способ прошел испытания на 9 скважинах НГДУ «Азнакаевскнефть» и «Ямашнефть» ПАО «Татнефть», на каждой из которых были установлены нагревательные ленты с последующей теплоизоляцией.

Предложен метод электроотогрева устья водонагнетательной скважины, в котором рассчитаны и представлены режимы отогрева замерзших или запарафиненных участков труб скважины, арматуры, водоводов и пр. В данном методе для оперативного отогрева замороженной и запарафиненной устьевой арматуры или трубопроводов разработан, изготовлен и применяется специальный малогабаритный силовой трансформатор «ТЭПСА-1000» (Рисунок 8), мощностью 10,3 кВт, с номинальным током нагрузки 880 ампер, питающийся от сети двухфазного переменного тока 380 В с частотой 50 Гц.



1 - скважинная арматура; 2 - левое верхнее плечо контура обвязки, 3 - правое плечо контура обвязки; 4 - левое нижнее плечо контура обвязки; 5,6 - нагревательная лента; 7 - блок управления; 8 - центральная задвижка; 9 - теплоизоляционный материал «ROCKWOOL»; 10 - датчик температуры

Рисунок 7 - Схема монтажа нагревательной ленты на скважинной арматуре



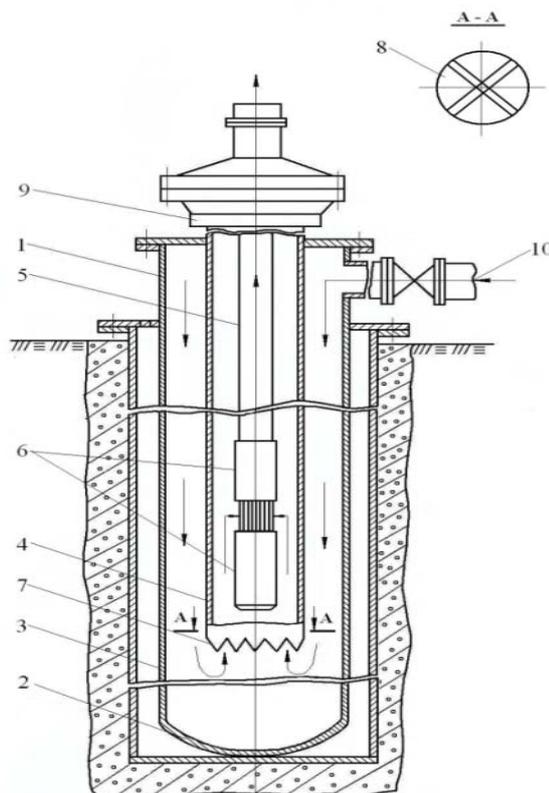
1 - силовой трансформатор; 2 – магнитопровод; 3,4 - первичная и вторичная обмотки; 5 - гибкий кабель; 6 - одинаковые секции вторичной обмотки; 7 - клеммник; 8 - соединительные хомуты; 9 - трубы устья скважины

Рисунок 8 - Схема монтажа устройства для электроотогрева устья водонагнетательной скважины

С целью совершенствования существующей системы заводнения, на примере перспектив круглогодичной циклической закачки воды в нагнетательные

скважины, предложена новая технологическая схема (Рисунок 9), предусматривающая подключение к низконапорным водоводам погружного электроцентробежного насоса, размещённого в шурфе. в непосредственной близости к нагнетательной скважине и водоводу. К приёму насоса ЭЦН через водовод низкого давления подаётся закачиваемая среда, а «выкид» ЭЦН соединяется с нагнетательными скважинами.

Разработанная технология позволяет производить закачку воды в одну или несколько скважин в диапазоне давлений от 8,5 до 19,0 МПа при расходе от 20 до 1000 м³/сут., другими словами, применять ЭЦН (Рисунок 9) круглогодично, подобно кустовой насосной станции с возможностью группирования скважин по приемистости и давлению закачки.



- 1 – промежуточная герметичная колонна; 2 – эллиптическое дно герметичной колонны;
 3 – обсадная колонна; 4 – внутренняя секционная труба; 5 – подъемная труба; 6 – ЭЦН;
 7 – зубья торцевой части внутренней секционной трубы; 8 – крестовино-образная перегородка
 внутренней секционной трубы с наклонными лопастями; 9 – фланцы; 10 – подводящий
 трубопровод

Рисунок 9 – Установка погружного электроцентробежного насоса в шурфе с промежуточной колонной (стаканом)

В четвертой главе представлено использование программных продуктов для расчета распределения температур на устье нагнетательных скважин и подводящих водоводах.

Особенно остро проблема замерзания подводящих водоводов встает при аварийных простоях скважин или применении системы циклического заводнения в холодное время года. Предложено обобщить распределение температур в наземных и подземных водоводах с применением разработанного программного продукта «Астан» и «Эстен».

Программный продукт «Астан» представляет собой инструмент для расчета конечной температуры воды в подземных водоводах. Программный продукт «Эстен» определяет конечную температуру воды в наземных водоводах с указанием случаев нулевой температуры с координатой начала оледенения от начала трубопровода (образование корки льда на стенке трубопровода) и указанием расчетной длины, при которой вода могла бы замерзнуть, либо варианта замерзания воды с указанием координаты полного промерзания водовода.

Для проведения исследований были применены следующие параметры: исходная температура воды от 10 до 70°C; температура воздуха от минус 5°C до минус 25°C; температура замерзания воды равная 0°C, т.е. вода условно принята за пресную, т.к. известно, что соленые воды обладают более низкой температурой замерзания. Из полученных результатов анализа становится очевидным необходимость дополнительного подогрева нагнетаемой воды для водоводов (особенно это касается наземных трубопроводов). Также установлено, что для подземных водоводов температура носителя, равная 20°C, является уже достаточной для его безаварийной перекачки. В качестве рекомендации укажем, что следует применять внешнюю изоляцию водоводов, в частности теплоизоляционные краски, что существенно снижает теплоотдачу и не представляет существенных сложностей для ее нанесения и реставрации после проведенных работ. Установлен факт того, что даже при экстремальных условиях (таких, как сильный ветер с теплоотдачей 21 Вт·м²·°C) полное замерзание

водовода будет происходить на длине более 3,5 км. И предлагается применение теплоты сгорания попутных газов, уходящих на факел, для подогрева водоводов (были проведены соответствующие расчеты с допущениями), что существенно повысит не только эффективность прокачки воды, но и снизит затраты по налогообложению за сжигание газа в атмосферу. Для примера, это возможно реализовать в НГДУ «Ямашнефть» и ряде других предприятий.

В пятой главе представлены исследования водоизоляционных свойств и разработка технологий РИР.

Часть воды, добываемой в скважине и не принимающей участия в вытеснении нефти, является балластовой: сюда относятся воды, мигрирующие через нарушения герметичности обсадной колонны, цементного кольца; подошвенные и нижние воды, которые особенно сложно качественно изолировать, ведь даже при незначительных градиентах им удается прорваться в скважину вновь и иные типы повреждений.

Разработана унифицированная методика лабораторных исследований по подбору и применению водоизолирующих материалов, для чего была проведена классификация и выдвинуты основные требования, предъявляемые к водоизолирующим реагентам. Изложены подробные методики предварительных лабораторных исследований при подборе водоизолирующих материалов, на основе которых проводились все исследования составных реагентов для предложенных композиций. На рисунке 10 приведена блок-схема области применения разработанных составов.

Для качественной оценки проведенных лабораторных исследований применялся остаточный фактор сопротивления (ОФС) R.

Лабораторными исследованиями установлено: алюмохлорид малых концентраций (3-10%) в карбонатной породе ведет себя как водоизоляционное средство, а при концентрациях 20-27% проявляет свойства интенсификатора породы. Данные проведенных опытов представлены в таблице 3.

С целью улучшения блокирующих свойств растворов полиалюминий хлорида малых концентраций в них добавляется полиакриламид. Результаты

проведенных лабораторных испытаний на моделях пласта, заполненных мраморной крошкой, представлены в таблице 4.



Рисунок 10 – Область применения предложенных составов

Таблица 3 – Влияние концентрации алюмохлорида на остаточный фактор сопротивления насыпной модели пласта

Концентрация алюмохлорида, %	Проницаемость модели, мкм ²		Остаточный фактор сопротивления, Rм
	до обработки	после обработки	
27	0,9	1,33	0,68
21	1,07	1,36	0,79
15	0,97	0,97	1,00
10	1,02	0,63	1,62
8	1,01	0,51	1,98
6	0,94	0,26	3,62
5	1,05	0,11	9,55
4	0,91	0,27	3,37
3	0,93	0,69	1,35
2	1,09	1,09	1,00

Таблица 4 – Влияние концентрации полиакриламида на остаточный фактор сопротивления насыпной модели пласта

Номер модели	Водный раствор полиалюминий хлорида в полиакриламидном растворе		Остаточный фактор сопротивления, Rм
	концентрация алюмохлорида, %	концентрация полиакриламида, %	
1	3	0,01	20,00
2	5	0,05	50,00
3	8	0,03	50,00
4	10	0,01	12,50
5	12	0,01	12,50
6	3	0,005	5,00
7	3	0,06	50,00
8	3	-	1,35
9	10	-	1,61
10	5	-	9,52

Сравнение опытов показало, что использование раствора полиакриламида с концентрацией менее 0,01% ведет к ухудшению изоляционных свойств 3-10% раствора полиалюминий хлорида. Добавление полиакриламида в раствор с концентрацией более 0,05% не ведет к значительному увеличению эффективности способа, а лишь удорожает его.

Следующий исследуемый состав состоял из полиалюминий хлорида, полиакриламида и гидролизованного полиакрилонитрила. Проведенные исследования показывают, что ОФС для водонасыщенной модели пласта составляет 169,49 против 4,55-20 по технологии без применения полиакриламида и гидролизованного полиакрилонитрила. Кроме того, через 6 месяцев хранения в пластовой воде ОФС водонасыщенной модели пласта уменьшается в 2-5 раз, тогда как для композиции Комби-Кар через 6 месяцев хранения в пластовой воде ОФС водонасыщенной модели пласта уменьшается только в 3,39 раз. Результаты лабораторных испытаний представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Определение водоизолирующего эффекта композиции Комби-Кар

Но- мер моде- ли	Объем закачиваемых растворов, см ³					Остаточный фактор сопротивлен ия, Rm	
	Раствор поли- алюминий хлорида в полиакриламидном 0,01% масс. растворе, объем/концентрация (% масс.)	10% масс. раствор гидролизо- ванного полиакри- лонитрила	20-27% масс. водный раст- вор алюмо- хлорида, объем / концентрация (% масс.)	Цемент- ная суспензия	Пресная вода	24 ч	6 мес
1	150/3	50	120/20	50	10000	100,00	16,67
2	150/3	50	120/27	50	10000	172,41	50,00
3	150/5	50	120/20	50	10000	169,49	50,00
4	150/5	50	120/27	50	10000	125,00	33,33
5	150/10	50	120/20	50	10000	153,85	50,00
6	150/10	50	120/27	50	10000	149,25	50,00
7	150/3	-	30/20	50	10000	10,00	3,03
8	150/3	-	30/27	50	10000	12,50	3,45
9	150/5	-	30/20	50	10000	100,00	3,33
10	150/5	-	30/27	50	10000	20,00	4,00
11	150/10	-	30/20	50	10000	4,55	2,22
12	150/10	-	30/27	50	10000	5,56	2,50

Предложенный состав получил название Комби-Кар, расшифровываемый как комбинированный состав для карбонатных коллекторов. На данную технологию разработана временная инструкция.

Получены следующие результаты применения разбавленного полиалюминий хлорида в карбонатных коллекторах для ограничения водопритока на 5 скважинах ПАО «Татнефть»: успешность работ составила 80%, приращение по нефти за 360 суток работы составило более 500 т/скв, а ограничение попутной воды 1100 т/скв, что показывает перспективность этой технологии.

Проведенные лабораторные и модельные исследования эмульсионными составами позволили разработать технологию, основанную на тампонировании путей водопритока высоковязкой эмульсией, образующейся после закачивания в обводненный пласт нефтесилорной смеси. Блокирующий эффект основан на использовании пластических и упругопластических свойств эмульсий - неньютоновских жидкостей. Основополагающее свойство нефтесилорной эмульсии заключается в необходимости преодоления предельного градиента сдвига. Армирующим гидроизоляционным экраном в пласте выступает кремнийорганическая жидкость «Силор» с раствором соляной кислоты.

Результаты исследования водоизолирующей способности составов показаны в таблице 6. Из полученных данных следует, что остаточный фактор сопротивления через 48 часов составил 10-20, а через 6 месяцев - 5-7. Необходимо отметить, что при приготовлении эмульсии на основе нефти среднеюрского горизонта остаточный фактор сопротивления составил 137, даже при отсутствии армирующего материала. Это свидетельствует о повышенной водоизолирующей способности упругопластической жидкости.

Применение на практике нефтесилорной эмульсии при проведении водоизоляционных работ было осуществлено на месторождениях Татарстана и Казахстана, результаты применения способа положительные. Подтверждением эффективности применения технологии закачки нефтесилорной эмульсии служат примеры водоизоляционных работ на 18 скважинах. В среднем обводненность снижалась на 15-20%, а прирост добычи нефти – от 1 до 2,5 т/сут.

Разработан водонабухающий полимер с содержанием мольной доли акрилата натрия $\alpha=0,3$ и степенью сшивки в пределах $m=0,01-0,05$ мольных процентов. Результаты зависимости набухания полимеров во времени

представлены на рисунке 11, из которого видно, что набухание в пресной воде составляет до 2000%, а в пластовой воде – до 1500% в течение 24 часов, что вполне приемлемо для приготовления водоизолирующих составов. Результаты модельных испытаний приведены в таблице 7.

Таблица 6 - Изменение остаточного фактора сопротивления моделей пласта, обработанных нефтесилорной эмульсией

№ опыта	№ порций	Содержание компонентов					Объемное соотношение обратная эмульсия: армирующий водоизоляционный раствор	Остаточный фактор сопротивления, Rm	
		обратная эмульсия, об. %			армирующий водоизоляционный состав, об. %			48 ч	6 мес
		силор	нефть девонская	вода пластовая девонская	силор	8%-ный раствор HCl			
1	1	4	76	20	90	10	через 2 суток, %1:0,1 1:0,1	10,0	7,14
	2	4	76	20	90	10			
2	1	6	74	20	92	8	1:0,1	20,0	5,56
	2	6	74	20	92	8	1:0,1		
-	-	силор	нефть средне-юрского горизонта Ю1	вода пресная из Казахстана	-	-	-	-	-
3		4	76	20	-	-	-	137,0	20,00

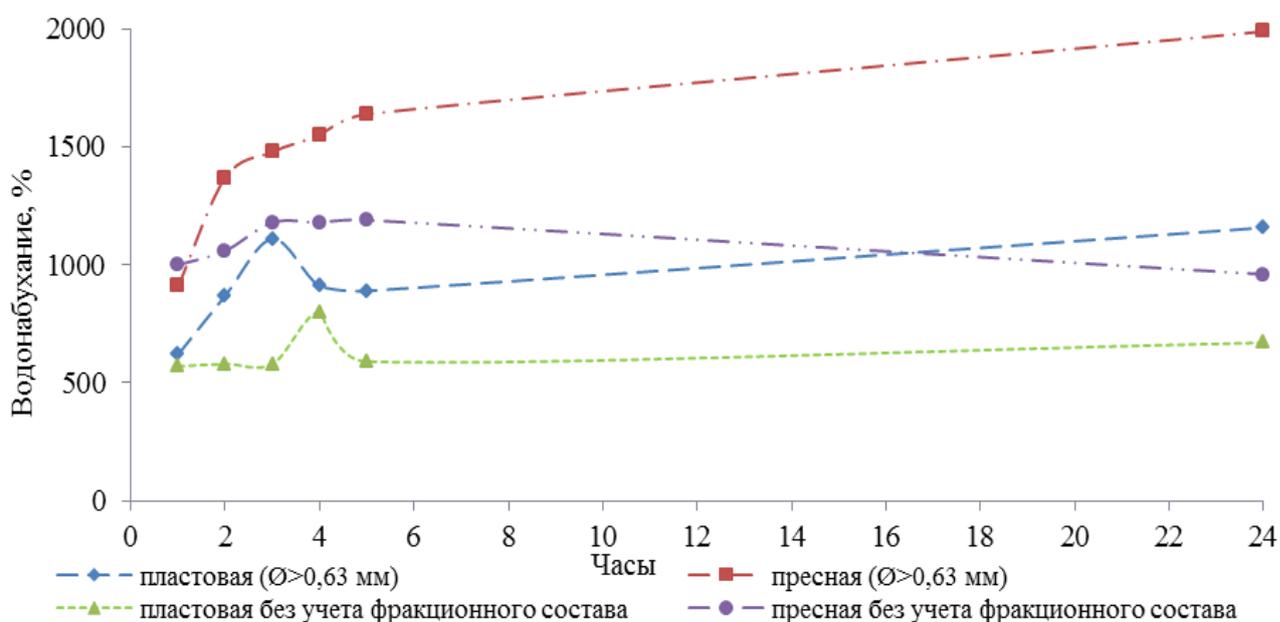


Рисунок 11 – Кинетические кривые набухания водонабухающего акрилового полимера с $\alpha=0,3$ и $m=0,05$

Таблица 7 - Результаты модельных испытаний технологических растворов набухающих полимеров

№ модели	Содержание компонентов в технологическом растворе, масс.%		ОФС R _m		
	Полиакриламид DP9-8177	Сополимер акриламида В50-Э	24 ч	6 мес.	12 мес.
1	0,1	0,5	20,0	14,3	10,0
2	0,3	0,8	25,0	16,7	11,1
3	0,5	1	50,0	25,0	20,0
4	0,5	1,5	129,9	50,0	25,0
5	0,5	2,0	138,9	100,0	50,0

Рекомендуемые рабочие растворы для проведения промышленных испытаний должны быть приготовлены на 0,3-0,5% растворах полиакриламида с содержанием 1-2% сополимера акриламида В50-Э по ТУ № 2216-016-55373366-2007. В процессе выполнения этапа ОНР, технология реализована на 4-х объектах ПАО «Татнефть». Скважины эксплуатируют карбонатные коллектора, характеризующиеся неоднородностью строения и возрастающей сложностью проведения водоизоляционных работ в связи с изменением структуры пустотного пространства пород. Технология проведения работ предусматривает закачивание в изолируемый интервал суспензии порошка сополимера акриламида В50-Э в водном растворе с концентрацией 0,3% полиакриламида DP9-8177 при последующем дозакреплении водоизоляционного состава цементным раствором, затворяемым на пресной воде при водоцементном отношении 0,5. Успешность работ подтверждается не только снижением обводненности от 14 до 64%, но и полученным в результате приростом добычи нефти от 1 до 3,6 т/сут. Применение данной технологии наиболее перспективно в карбонатных порово-трещиноватых коллекторах.

Предложены битумно-минеральные водоизоляционные составы, содержащие битумную эмульсию от 1 до 10% от массы сухого тампонажного цемента. Данные исследования водоизолирующих характеристик приведены в таблице 8.

Из полученных результатов следует, что растворы с данными концентрациями обладают наилучшими прочностными свойствами, к тому же,

битумная эмульсия, обладающая демпфирующими свойствами, обеспечивает повышение ударной стойкости, что особенно ценно при эксплуатации скважины.

Таблица 8 – Исследование водоизоляционных свойств битумно-минерального водоизоляционного состава

Показатели	Содержание в битумно-минеральном водоизоляционном составе битумной эмульсии, % от массы тампонажного цемента				
	0,5	1	5	10	11
Водоцементное отношение	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Плотность, кг/м ³	1850	1800	1780	1750	1740
Растекаемость по конусу АзНИИ, мм	220	219	210	190	175
Время отверждения, ч-мин - начало - конец	7-30	8-10	9-00	9-35	10-50
	9-20	10-00	11-15	12-00	13-00
Прочность на изгиб, МПа - 7 сут	5,0	5,9	5,76	5,25	4,13
Прочность на сжатие, МПа - 7 сут	14,5	16,37	15,47	13,76	10,52
Прочность на изгиб, МПа - 180 сут	3,5	5,4	5,61	4,98	4,0
Хрупкость битумно-минерального водоизоляционного камня	2,9	2,77	2,69	2,62	2,55
ОФС Rm через 2 сут.	144,93	153,85	147,06	140,85	138,89
ОФС Rm через 6 мес.	50,00	50,00	16,67	25,00	25,00

Корреляционные зависимости хрупкости битумно-минерального водоизоляционного камня с прочностью на изгиб (7 сут), на сжатие (7 сут), на изгиб (180 сут) составили соответственно 0,42, 0,65, 0,24.

Исследования полученных водоизоляционных камней при их хранении в пластовой воде более 6 месяцев показали (Рисунок 12), что изменения их линейных размеров не произошло, т. е. образовавшийся водоизоляционный камень водостоек за счет образования в структуре гидрофильного цементного камня гидрофобных битумных пленок. Все вышеперечисленное обуславливает низкую водопроницаемость битуминизированного водоизоляционного камня и увеличивает время работы скважины до повторного обводнения.

В скважину №7890 Ромашкинского месторождения закачали 15 м³ битумно-минеральный водоизоляционный состав из пресной воды и портландцемента ПЦТ-II-50 с добавкой 6% битумной эмульсии от массы сухого тампонажного цемента. В результате обводненность скважины снизилась с 97 до 84%, что привело к повышению дебита по нефти с 0,9 до 3,9 т/сут.

Разработанный метод заключается в приготовлении водоизоляционного состава для ремонтно-изоляционных работ, состоящего из смеси

ацетоноформальдегидной смолы, едкого натра и воды. Первоначально готовят водный раствор NaOH путем его перемешивания с водой, затем делят получившийся водный раствор на две равные порции, вводят в ацетоноформальдегидную смолу первую порцию, перемешивают полученную смесь до получения однородной массы, выдерживают от 60 до 120 мин, далее вводят вторую порцию водного раствора едкого натра при соотношении реагентов, % мас.: ацетоноформальдегидная смола 80-95, NaOH 1-2, вода остальное 5 (Таблица 9).

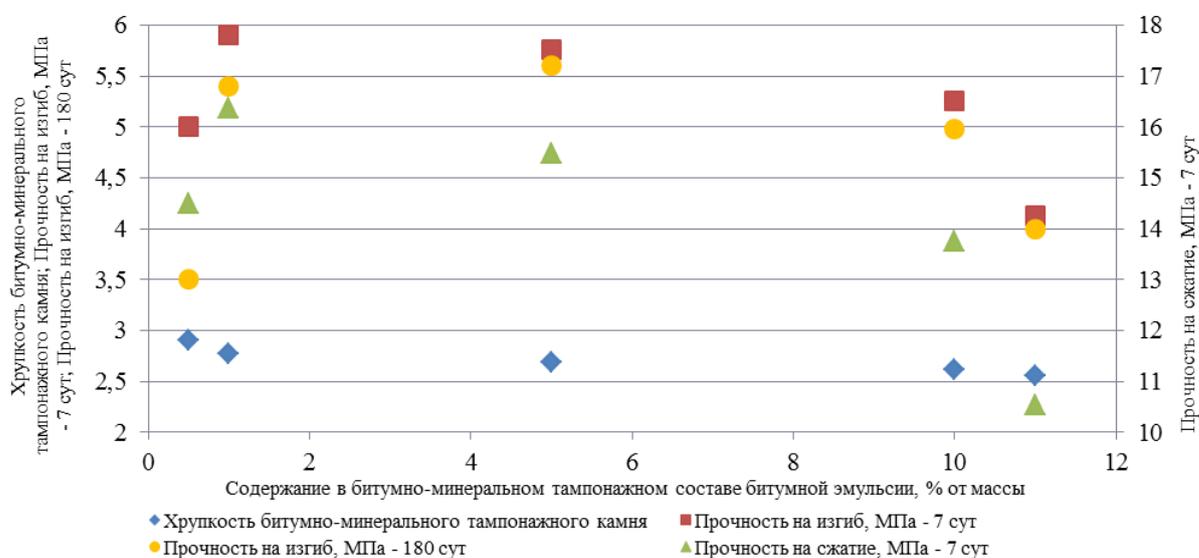


Рисунок 12 – Зависимость механических свойств водоизоляционного камня от концентрации битумной эмульсии

Таблица 9 – Исследование водоизоляционных свойств на основе состава ацетоноформальдегидной смолы

№ п/п	Водоизоляционный состав, % мас.				Температура тамп. состава, °С		Время отверждения в зависимости от объема приготавливаемого водоизоляционного состава, ч-мин		Прочность на сжатие, МПа, через 28 сут	Усадка через 28 сут
	ацетоноформальдегидная смола	едкий натр	вода	мочевина	через 15 мин	через 60 мин	500 см ³	2000 см ³		
							состав с содержанием мочевины			
1	80	2	18	-	23,6	31	2-30	2-10	15,43	Усадка не наблюдается
2	85	2	13	-	25	29	1-30	1-15	16,52	
3	85	1	14	-	22,1	24,4	7-00	6-45	12,21	
4	90	1,5	8,5	-	24,4	28,5	2-00	1-40	15,56	
5	95	1	4	-	22,5	25,2	5-50	5-20	13,74	
6	55	1	38	6	35*	45,2*	2-15*	0-55*	0,89*	Усадка не наблюдается
7	67	0,3	26,7	6	29*	37,1*	2-40*	1-10*	3,02*	
8	80	1	13	6	57*	-	0-30*	0-05*	8,87*	

Применение данных концентраций приводит к образованию более прочного водоизоляционного камня. Прочность на сжатие через 28 сут хранения отвержденных образцов в пластовой воде составила 12,21-16,52 МПа по сравнению с составом с содержанием мочевины - 0,89-8,87 МПа. Исследование полученных водоизоляционных камней при их длительном хранении в пластовой воде показало, что изменения их размеров не произошло, т.е. нет усадки. Достижение подобного повышения эффективности и качества ремонтно-изоляционных работ возможно за счет регулирования сроков отверждения водоизоляционного состава, также по причине снижения влияния экзотермического эффекта реакции при приготовлении и увеличении прочности отвержденного водоизоляционного материала.

Как показали результаты лабораторных и промысловых исследований, для ацетоноформальдегидной смолы характерно влияние объема приготавливаемой композиции на сроки отверждения в связи с высокой экзотермичностью процесса отверждения. Последнее необходимо учитывать при приготовлении композиций в промышленных масштабах и при температуре окружающей среды выше 25 °С. Снижение влияния объемного фактора позволит упростить регулирование сроков отверждения водоизоляционного состава.

Испытания водоизолирующей способности состава с реагентом «Витам» и силикатом натрия и состава по наиболее близкому аналогу проводились на моделях пласта. Количество закачанного состава равнялось поровому объему модели пласта. Через 36 ч закачивалась вода, определялась проницаемость по формуле Дарси и вычислялся коэффициент остаточного сопротивления через 36 ч и 6 мес. Усредненные результаты модельных испытаний представлены в таблице 10. Составы со 2 по 6 продемонстрировали наилучшие водоизолирующие свойства.

Возможность приготовления водоизоляционного состава в интервале изоляции за счет применения технологических приемов представлена на рисунке 13 и заключается в последовательном закачивании синтетической смолы, подушки из буферной жидкости, отвердителя, расчетного объема продавочной

жидкости. Выбор объема продавочной жидкости производится из условия уравнивания отвердителя и буферной жидкости в НКТ с синтетической смолой и буферной жидкостью в кольцевом пространстве между НКТ и эксплуатационной колонной.

Таблица 10 – Исследование блокирующих свойств композиции на основе силиката натрия, древесной муки и полиалюминия хлорида

№	Содержание реагентов в составе				ОФС R _m	
	Силикат натрия, % масс.	Реагент Древесная мука, % «Витам», % масс. масс.	10% раствор полиалюминия хлорида, % масс.	Через 36 ч	Через 6 мес	
1	10	69,5	0,5	20	10,0	4,5
2	20	59	1	20	25,0	10,0
3	30	43	2	25	50,0	11,1
4	40	27	3	30	131,6	16,7
5	20	37	3	40	123,5	14,3
6	40	17	3	40	33,3	12,5
7	40	10	4	46	12,5	6,3
8	45	40	5	10	16,7	6,7

Затем приподнимают НКТ на глубину, достаточную для полного выхода в эксплуатационную колонну буферной жидкости и второй порции отвердителя. При подъеме НКТ происходит равномерное смешивание отвердителя с синтетической смолой в эксплуатационной колонне.

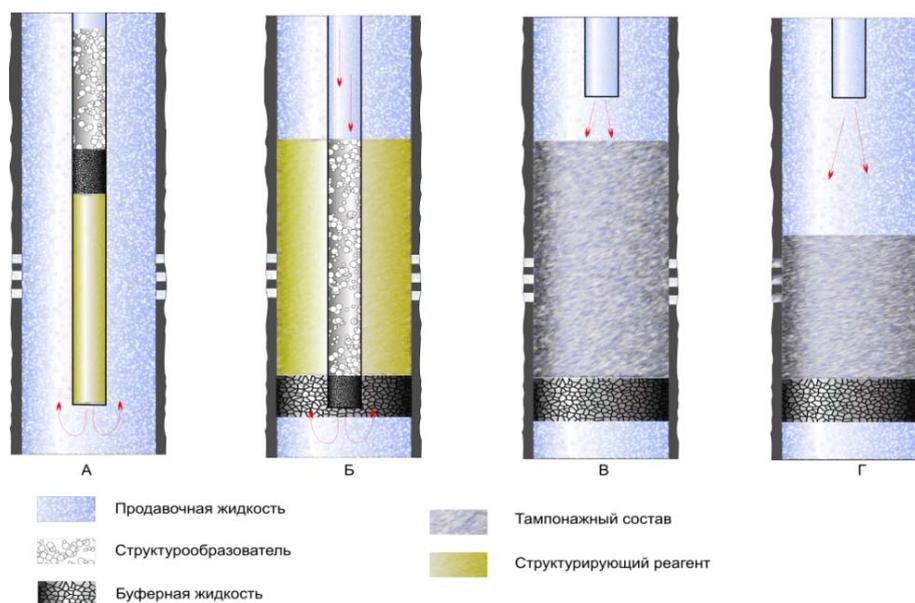


Рисунок 13 - Схема приготовления и закачки быстротвердеющего водоизоляционного состава

Разработка и внедрение принципов интеграции модельного и натурального объектов в единую систему всех стадий производства является одним из перспективных путей для повышения добычи нефти. При этом даже при наличии этих моделирующих систем, ощущается недостаток в методике моделирования нефтяных месторождений. Для решения задачи сочетания модельных и натуральных исследований необходимо выполнение следующей последовательности действий:

- определение коэффициента остаточного сопротивления (расход жидкости до и после водоизоляции, фактически отношение проницаемости до и после воздействия) для модели пласта, эти значения получаем после лабораторных исследований;

- получение на промысле данных по средней проницаемости до водоизоляции в скважине;

- нахождение коэффициента остаточного сопротивления для пластовых условий.

Чтобы можно было корректно проводить сравнение модельного и натурального объектов, должны обеспечиваться требования геометрического, кинематического и динамического подобия. Для этого были применены следующие исходные данные: цилиндрическая модель пласта, имеющая длину - 30 см, радиус - 2,7 см; скважина с контуром питания $R = 300$ м и радиусом скважины $r = 0,1$ м). По результатам решения получаем:

$$\left(\frac{Q_m}{Q_n}\right) \left(\frac{\mu_m}{\mu_n}\right) \left(\frac{k_n}{k_m}\right) \left(\frac{\Delta p_n}{\Delta p_m}\right) h_n = \frac{1}{102,8}; \quad (2)$$

где Q - расход среды,

Δp - перепад давлений,

k – проницаемость,

μ – вязкость жидкости,

h – толщина пласта;

индексы «м» – для модели плоскопараллельного потока (ППП),

«н» – для натурности плоскорадиального потока (ПРП).

Если моделирование производится на той же среде, что и в пласте ($\mu_m = \mu_n$), для такой же структуры пласта ($k_m = k_n$), то выражение несколько упрощается

$$\left(\frac{Q_m}{Q_n}\right) \left(\frac{\Delta p_n}{\Delta p_m}\right) h_n = \frac{1}{102,8}. \quad (3)$$

В шестой главе изложены решения прикладных задач водоизоляционных работ методами программирования.

Разработан программный продукт «Изыскание» для анализа состояния работ по ограничению водопритока в добывающих скважинах (с возможностью прогнозирования и других методов увеличения нефтеотдачи). Были проанализированы три выборки общим количеством 317 скважин НГДУ «Туймазанефть» по пластам турнейского яруса, фаменского подъяруса и заволжского надгоризонта. Каждая скважина была изучена по 39 входным и 5 исходящим параметрам, т.е. около 14000 переменных из архива НГДУ «Туймазанефть». Всего в рассмотрении участвовало 21 месторождение западной части Башкортостана, на которых были проведены водоизоляционные работы одного типа. Для каждой переменной программно был выведен свой график с интервалами эффективности. По результатам исследования всех графиков и полученных выводов к ним сформирована сводная таблица с рекомендациями относительно плана будущих работ.

В работе по критерию результативности планируемых водоизоляционных работ была дана описательная характеристика двадцати одного наиболее информативного графика, из 40 полученных (Рисунок 14). На графиках по оси абсцисс приведены интервалы, на которые разделен рассматриваемый признак, по оси ординат отмечается сглаженная частота групп А и В в этих интервалах, измеряемая в долях. Все рекомендательные описания касательно результативности планируемых мероприятий были сведены в таблицу 11, в которой показаны интервалы, т.е. области значений в которых наиболее вероятно результативное проведение работ по ограничению водопритока и малодейственные интервалы, соответствующие диапазону значений с низкой технико-экономической эффективностью.

Классификация изучаемых объектов по множеству признаков, как и самих признаков по их относительному вкладу в обобщенные характеристики объектов, возможна благодаря применению методов факторного анализа.

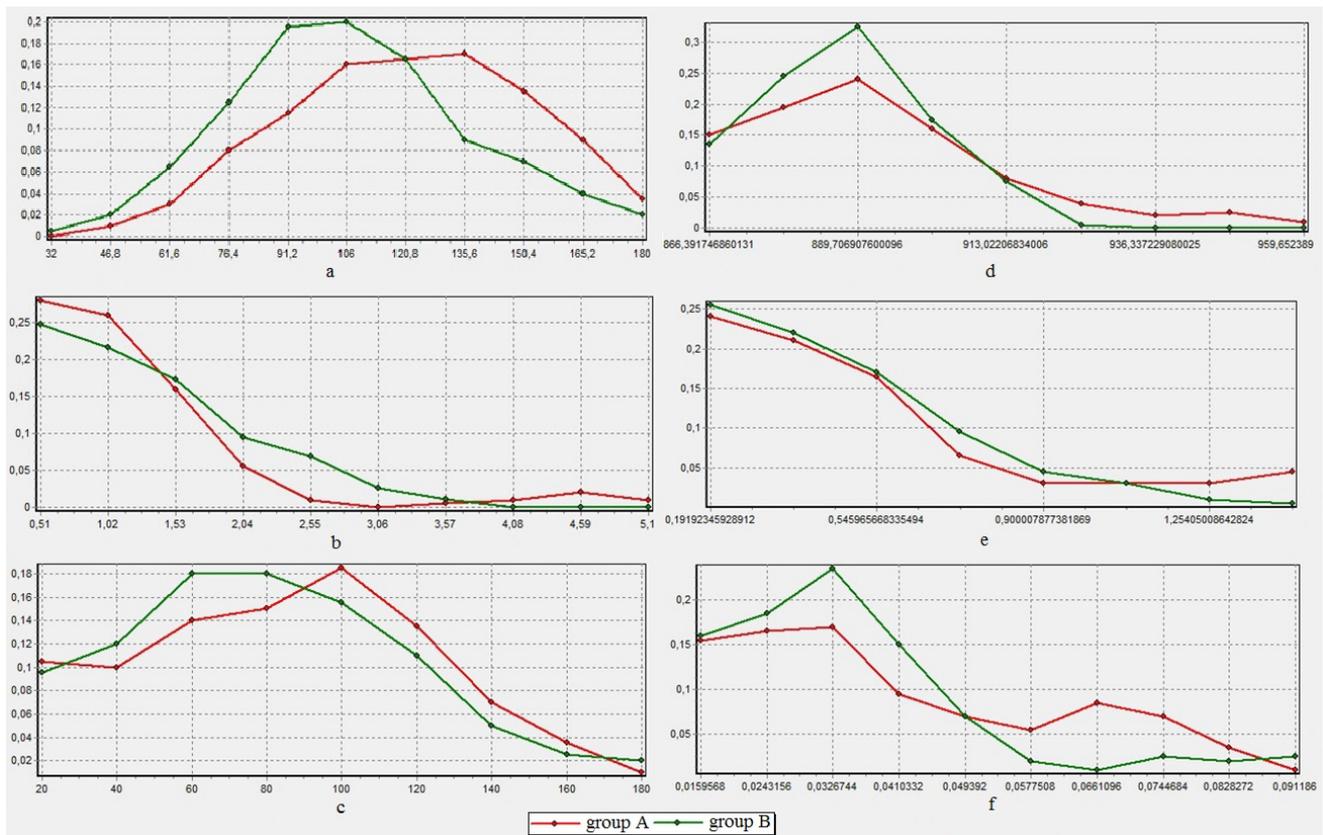


Рисунок 14 – Распределение сглаженной частоты исследуемых параметров по группам А (малоэффективные обработки) и В (результативные воздействия)

Таблица 11 – Сводная таблица наиболее информативных данных для анализа результативности ВИР по фаменскому подъярсу

Параметр	Размерность	Результативные интервалы	Малодейственные интервалы
q_n	т/сут	(1,4-3,7)	<1,4; >3,7
$q_{ж}$	м ³ /сут	<5,7	>5,7
q_n^*	т/сут	<1,4; > 4,7	(1,4-4,7)
$q_{ж}^*$	м ³ /сут	< 10,8; > 35	(10,8-35)
$q_{нач}$	м ³ /сут	<30,3	>30,3
q_{max}	т/мес	<880	>880
$B_{до}$	%	<74	>74
$B_{после}$	%	<64,55	>64,55
$p_{пл}$	атм	<120	>120
$p_{зак}$	атм	<90	>90
$V_{зак}$	м ³	(3,53; 6,33)	<3,53; >6,33
m	%	<2,7; >10,54	(2,7; 10,54)
$k_{пр}$	мД	<18,5; >40	(18,5;40)
ρ_n	кг/м ³	<910	>910
$L_{заб}$	м	<1498	>1665
φ	т/сут·м	<1,077	>1,077
$S_{от}$	дм ²	<5	>5
$n_{ко}$	ед	[2;3]	0,1,4 и более
$T_{экс}$	сут	<8343	>9514
$Q_{ж}$	м ³	<68000	>68000
sH	дм ² /м	(0,177; 0,306)	< 0,177; > 0,306

Например, характеристики перфорации выражены:

- площадью всех перфорационных отверстий, сделанных по высоте нефтенасыщенной части ствола скважины $S_{от}$. Значительная площадь отверстий (соответственно большое количество отверстий) снижает благоприятную вероятность ВИР, по причине повышения возможности возникновения заколонных перетоков и иных нарушений целостности, как самой колонны, так и ее цементного кольца, вследствие чрезмерной нагрузки при перестреле пласта.

- степенью совершенства sH , которое является отношением площади перфорационных отверстий к перфорированному интервалу скважины $S_{от}/h_{пер}$, что подтверждается в зависимостях, полученных при исследовании. Новый коэффициент (предложенный автором) служит для раскрытия сущности степени совершенства ствола скважины (эквивалентно ее разрушаемости) и ее влияния на эффективность ВИР.

Обобщенная блок-схема принятия решения с применением ЭВМ по регулируемому заводнению показана на рисунке 15.

С целью подтверждения важности прогнозируемого планирования водоизоляционных работ, воспользуемся результатами предварительного анализа объектов (238 скважин карбонатных пластов месторождений Южно-Татарского свода), на которых проводились водоизоляционные работы одного типа – полимер-кислотное воздействие.

На рисунке 16 представлена диаграмма распределения частоты проявления дебитов скважин по трем группам: $q_{до}$, % - средний ежемесячный дебит до проведения водоизоляционных работ, взятый за предыдущие шесть месяцев; $q_{после}$, % - средний дебит после проведения водоизоляционных работ, вычисляемый, как сумма отношения суммарного прироста добычи нефти за счет ВИР к продолжительности эффекта и $q_{до}$; $q_{план}$, % - данная группа параметров представлена только рентабельными приростами добычи нефти, получаемыми с применением программного продукта «Изыскание».

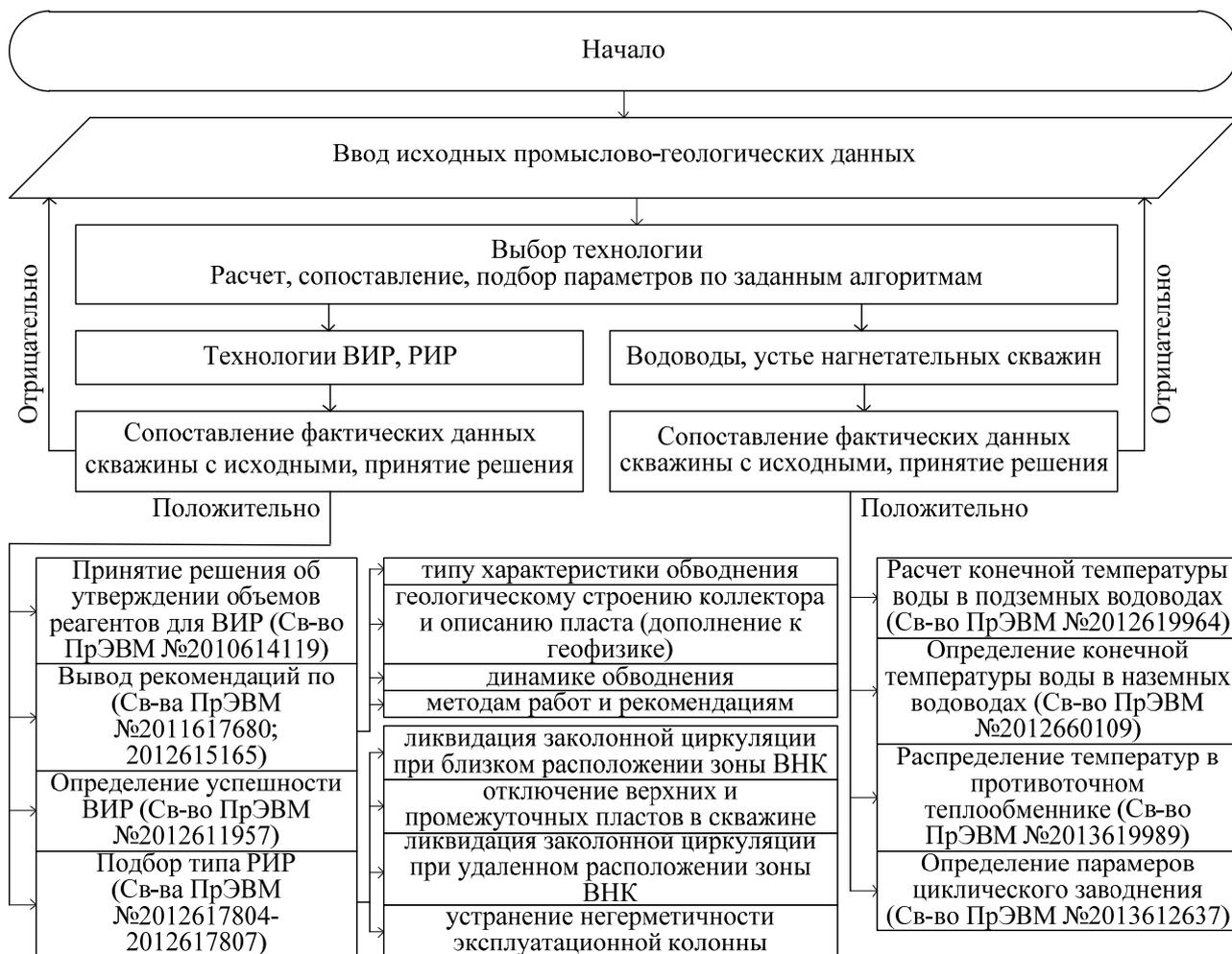


Рисунок 15 - Обобщенная блок-схема принятия решения с применением ЭВМ по регулируемому заводнению

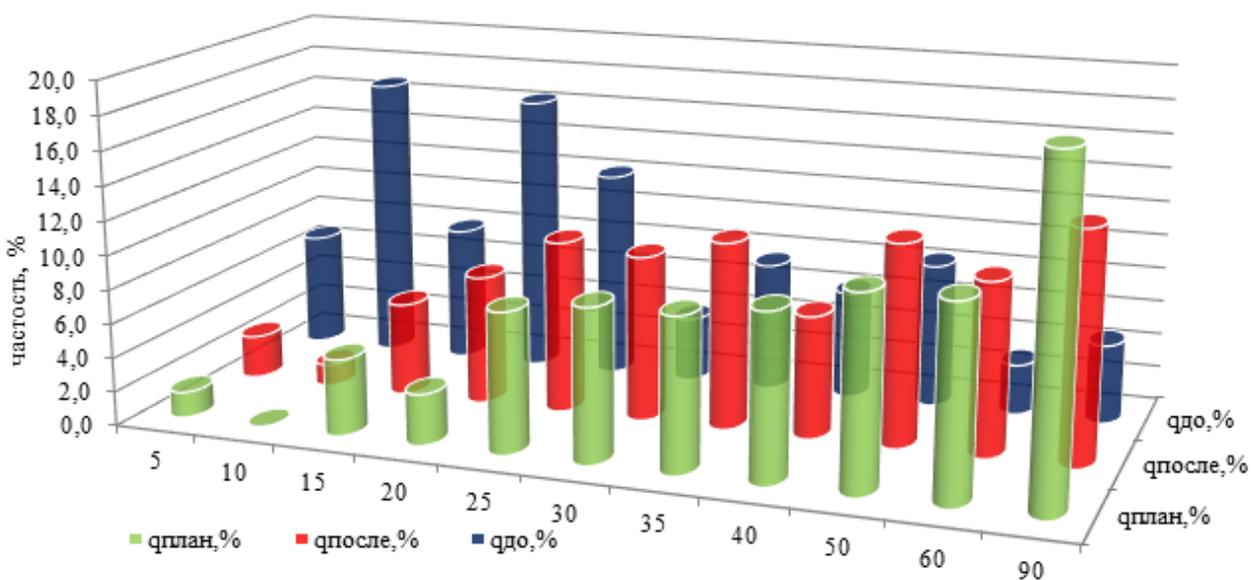


Рисунок 16 – Диаграмма распределения частоты (ось z) средних ежемесячных дебитов (ось x) скважин для дебитов (ось y) до обработки (за шесть месяцев), после проведения ВИР и при планировании ВИР с применением продуктов прикладного программирования

Как видно из рисунка 16, по параметру $q_{до}$ среднемесячные дебиты преимущественно лежат в области малых значений, не более 25 т нефти в месяц. По величине $q_{после}$ видно существенное смещение представленной частоты в область больших значений 25-35 т/мес, с проявлением в 50 и 90. А планируемый параметр $q_{план}$ перемещает частоту в максимально возможную область 30-90 т/мес с явной динамикой роста к максимальным значениям. Применение данных анализа позволяет перевести скважины из нерентабельной группы работ в эффективную.

Предложен программный продукт «Гидроизоляция», предназначенный для компьютерного построения характеристик обводнения (работы Л.И. Меркуловой и А.А. Гинзбурга) на основе разработанного алгоритма с применением распределения по группам скважин. На основе полученных графиков определяется вид и характеристики обводнения, а также целесообразность проведения водоизоляционных работ. Данный метод является альтернативным способом дополнения геофизических данных с учетом изменений за время эксплуатации скважины. Также разработана и внедрена вторая версия данного программного продукта «Faraz», в которой реализовано дополнительное количество характеристик и улучшен интерфейс.

По типу характеристики обводнения скважины можно составить представление о порядке чередования в обводняющемся интервале разреза проницаемых и непроницаемых прослоев, дополняя и уточняя результаты геофизических исследований (было проведено сопоставление в 50 скважинах, точность составила около 90%). Предложена инструкция по прогнозированию успешности проведения водоизоляционных работ с применением специализированного программного продукта «Faraz».

Разработан и внедрен программный продукт, определяющий оптимальные и обоснованные объемы водоизолирующих реагентов для проведения водоизоляционных работ и работ по интенсификации притока нефти в скважину, основанный на методике подсчета по патентам РФ № 2289687, 2326229 и накопленном опыте по проведению ремонтно-изоляционных работ.

Разработаны и предлагаются четыре программных продукта группы РИР для каждого типа обводнения, анализирующие загружаемые данные и по заданным алгоритмам предлагающие тип ремонтно-изоляционных работ. «РИРЭК» - устранение негерметичности эксплуатационной колонны, «РИРОП» - отключение верхних и промежуточных пластов в скважине, «РИРАМ» и «РИРУМ» - ликвидацию заколонной циркуляции соответственно при близком и удаленном расположении зоны водонефтяного контакта. В данных программах реализовано от восьми до семнадцати комбинаций технологий по устранению негерметичности различного типа. Каждая рассматриваемая комбинация содержит от двух до трех ремонтно-изоляционных технологий, внутри каждой из них показаны еще от четырех до четырнадцати видов работ, проводимых в компаниях ПАО «Татнефть» и ОАО «НК «Роснефть».

Разработка и применение программного продукта для решения конкретных задач нефтепромысловой практики существенным образом упрощает и ускоряет процесс их решения.

Основные результаты и выводы

1. Установлено, что основными факторами повышения эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов закачкой воды является обеспечение возможности круглогодичного циклического заводнения (за счет принципов использования тепла грунта и аномальных свойств плотности воды) и ограничение притока попутной воды в нефтедобывающие скважины.

2. На основе статистического анализа разработан новый метод совершенствования разработки нефтяных месторождений, основанный на комплексном сочетании компьютерных технологий мониторинга эффективности круглогодичного циклического заводнения и обоснованных водоизоляционных работ в добывающих скважинах; позволяющий повысить добычу нефти на 3,5% от текущих значений.

3. Создан научно обоснованный комплекс технологий и технических средств обеспечения функционирования системы поддержания пластового давления заводнением в условиях отрицательных температур окружающей среды,

обеспечивающий круглогодичную реализацию циклических методов воздействия, включающий 3 технологии и 4 технических средства для регулирования добычи воды.

4. Разработаны методические основы, принципы работы, изготовлены и испытаны в условиях эксплуатации технические средства для аккумуляции и передачи на поверхность тепла грунта с целью обогрева устья нагнетательных скважин.

5. Разработан, изготовлен и испытан мобильный комплекс электропрогрева устьевого оборудования нагнетательных скважин и примыкающих участков подземных водоводов на основе нового высокоэффективного малогабаритного трансформатора, обеспечивающий сокращение эксплуатационных затрат (снижение более чем на 90%) по сравнению с традиционным способом прогрева с применением паропередвижной установки.

6. На основе сравнительных испытаний в условиях эксплуатации установлена эффективность применения для защиты от замерзания устьевого оборудования нагнетательных скважин и примыкающих наземных трубопроводов саморегулирующихся электронагревательных лент (при значениях температур окружающей среды менее $3,5^{\circ}\text{C}$ - прекращении естественной конвекции) и теплоизолирующих красок.

7. Создан комплекс материалов и 8 технологий водоизоляционных работ в добывающих нефтяных скважинах для различных геолого-физических условий:

- разработаны технологичные и эффективные водоизолирующие составы на основе ограниченно набухающих в водной среде сополимеров акриламида и технологии их применения, успешно прошедшие промышленные испытания при ограничении водопритока в трещиновато-карбонатных коллекторах;

- разработаны и промышленно применены 8 новых составов и технологий их применения для водоизоляционных работ (нефтесилорная эмульсия, водонабухающие полимеры, комби-кар), выполнена их адаптация к конкретным геолого-физическим условиям;

- разработана методика расчетов для построения дизайна ремонтно-изоляционных работ в скважинах, позволяющая подбирать наиболее оптимальные технологии, оценивать потенциальный дебит нефти после РИР и повысить эффективность на 26%.

8. Результаты работы внедрены в нефтедобывающих предприятиях на 125 скважинах с накопленным экономическим эффектом более 100 млн. рублей.

Список работ, опубликованных автором по теме диссертации:

– в монографиях:

1. Фаттахов И.Г. Анализ результатов применения полимер кислотного воздействия на скважинах турнейского яруса, заволжского надгоризонта и фаменского подъяруса [Текст]: монография / И.Г. Фаттахов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2009. – 146 с.

2. Фаттахов И.Г. Предупреждение замерзания устьевого арматуры нагнетательных скважин [Текст]: монография / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Кадыров, Л.С. Кулешова. – Уфа: Гилем, 2013. – 184 с.

3. Фаттахов И.Г. Методика лабораторных исследований по подбору и применению водоизолирующих материалов [Текст]: монография / Р.Р. Кадыров, И.Г. Фаттахов, А.К. Сахапова. – Уфа: Гилем, 2013. – 160 с.

– в статьях в ведущих рецензируемых научных журналах и изданиях, выпускаемых в РФ в соответствии с требованиями ВАК Министерства образования и науки РФ:

4. Фаттахов И.Г. Исследование результатов воздействия на ПЗП эксплуатационных скважин водоизолирующими композициями на основе гипано - кислотного состава /И.Г. Фаттахов // Нефтепромысловое дело. - 2008. - №6. - С. 43-45.

5. Фаттахов И.Г. Классификация объектов разработки с использованием метода главных компонент / И.Г. Фаттахов //Нефтепромысловое дело. - 2009. - №4. - С. 6-9.

6. Фаттахов И.Г. Результаты применения технологии на основе водных растворов алюмохлорида при проведении водоизоляционных работ/ И.Г. Фаттахов, Р.Р. Кадыров //Нефтепромысловое дело. - 2010. - №1. - С. 44-46.

7. Фаттахов И.Г. Программное обеспечение для вычисления объемов реагентов, необходимых при проведении водоизоляционных работ / И.Г. Фаттахов//Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. - 2011. - № 2. - С. 24-26.

8. Fattakhov I.G. The identification technique of oil well water invasion ways. / I.G. Fattakhov //Electronic scientific journal "Oil and Gas Business", 2011, Issue 3, pp. 160-164. http://www.ogbus.ru/eng/authors/FattakhovIG/FattakhovIG_1e.pdf

9. Фаттахов И.Г. Определение характера обводнения скважины с использованием специализированного программного обеспечения «Гидроизоляция» / Н.Г. Ибрагимов, И.Г. Фаттахов, Л.С. Кулешова, Р.Р. Кадыров, А.К. Сахапова, Э.Р. Хамидуллина// Нефтяное хозяйство. - 2011. - № 7. - С. 48-49.

10. Fattakhov I.G. Regulation ranks of associated water production decrease / R.N. Bakhtizin, I.G. Fattakhov //Electronic scientific journal "Oil and Gas Business", 2011, Issue 5, pp. 213-219. <http://www.ogbus.ru/eng/authors/Bakhtizin/Bakhtizin3e.pdf>

11. Фаттахов И.Г. Систематизация причин прорыва воды в добывающие скважины /И.Г. Фаттахов //Нефтепромысловое дело. - 2011. - №12. - С. 17-19.

12. Fattakhov I.G. The method of wellhead thermal insulation in injection wells / I.G. Fattakhov, R.R. Kadyrov, L.S. Kuleshova. //Electronic scientific journal "Oil and Gas Business", 2012, Issue 1, pp. 117-120. http://www.ogbus.ru/eng/authors/FattakhovIG/FattakhovIG_2e.pdf
13. Фаттахов И.Г. Прогнозирование характера обводнения и целесообразности проведения водоизоляционных работ / Р.Р. Кадыров, И.Г. Фаттахов, Э.Р. Хамидуллина, А.В. Патлай // Инженер-нефтяник. - 2012. - № 3. - С. 55-60.
14. Фаттахов И.Г. Интеграция дифференциальных задач интенсификации добычи нефти с прикладным программированием / И.Г. Фаттахов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - 2012. - №5. - С. 115-119.
15. Фаттахов И.Г. Программное обеспечение для подбора ремонтно-изоляционных работ / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Кадыров, Т.Ю. Юсифов // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. - 2013. - № 5. - С. 49-52.
16. Фаттахов И.Г. Предохранение устья нагнетательной скважины от замораживания / Р.Н. Бахтизин., Р.Р. Кадыров, И.Г. Фаттахов // Научное обозрение. - 2013. - №9 . - С. 274-277.
17. Фаттахов И.Г. Исследование состояния производительности нестационарного заводнения / Р.Н. Бахтизин., И.Г. Фаттахов, Р.Г. Гимаев //Нефтегазовое дело. - 2013. - №9. - С. 68-72.
18. Фаттахов И.Г. Предпосылки по использованию тепла сгорания попутного нефтяного газа для подогрева нагнетаемой воды в зимнее время // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2014. - № 1. - С. 61-65.
19. Фаттахов И.Г. Изоляция водопритока в скважинах посредством применения гелеобразующих составов / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Кадыров, А.С. Галушка // Современные проблемы науки и образования. - 2014. - №6; URL: www.science-education.ru/120-16995.
- в зарубежных изданиях:
20. Fattakhov I.G. Analytical calculation of functioning of non-stationary water-flooding on fields Rosneft oil company / I.G. Fattakhov, R.R. Kadyrov, T.U. Jusifov, I.V. Kuznecov //Electronic scientific journal "World Applied Sciences Journal", 2013, Issue 23 (9), pp. 1231-1238. [http://www.idosi.org/wasj/wasj23\(9\)13/16.pdf](http://www.idosi.org/wasj/wasj23(9)13/16.pdf)
21. Fattakhov I.G. Application of the software product “prospecting” for analyzing and optimizing the efficiency of waterproofing work/ R.N. Bahtizin, I.G. Fattakhov// Electronic scientific journal "Middle-East Journal of Scientific Research", 2013, Issue17(7), pp. 919-925. [http://www.idosi.org/mejsr/mejsr17\(7\)13/14.pdf](http://www.idosi.org/mejsr/mejsr17(7)13/14.pdf)
22. Fattakhov I.G. Importance of modeling application to increase oil recovery ratio/ R.N. Bahtizin, I.G. Fattakhov, R.R. Kadyrov, T.U. Jusifov, S.A. Rabceвич, F.R. Safin, A.S. Galushka // Electronic scientific journal "Middle East Journal of Scientific Research", 2013, Issue17(11), pp. 1621-1625. [http://www.idosi.org/mejsr/mejsr17\(11\)13/22.pdf](http://www.idosi.org/mejsr/mejsr17(11)13/22.pdf)
23. Fattakhov I.G. Destruction of the resins structure due to heating/ R.N. Bahtizin, I.G. Fattakhov, R.R. Kadyrov, D.I. Akhvetshina, A.R. Safiullina // Electronic scientific journal "Oriental journal of chemistry", 2015, Vol.31, №2, pp. 795-803. <http://www.orientjchem.org/vol31no2/destruction-of-the-resins-structure-due-to-heating/>
24. Fattakhov I.G. Using artificial neural networks for analyzing efficiency of advanced recovery methods/ I.G. Fattakhov, R.R. Kadyrov, I.D. Nabiullin, R.R. Sakhibgaraev, A.N. Fokin // Electronic scientific journal "Biosciences biotechnology research Asia", 2015, Vol.12, №2, pp. 1893-1902. <http://www.biotech-asia.org/dnload/Irik-Galikhanovich-Ramzis-Rakhimovich-Kadyrov-Ildar>

25. Fattakhov I.G. The analysis of the condition of water insulating works on famennian sublevel wells and zavolzhye suprahorizon with use of statistical tools //Models and methods of solving formal and applied scientific issues in physico-mathematical, technical and chemical research: materials digest of the XXXII International Research and Practice Conference and the II stage of the Championship in physico-mathematical and technical sciences, the III stage of the Championship in chemical sciences. London: IASHE, 2012. p. 81-84.

26. Fattakhov I.G. Constraint of water influx in fractured-porous carbonate reservoirs with using water swelling elastomers / R.R. Kadyrov, I.G. Fattakhov, Je.R. Hamidullina, A.V. Patlaj// Science, Technology and Higher Education: materials of the II international research and practice conference, Vol. II, Westwood, Canada, 2013. p.141-145.

– в других изданиях и материалах различных конференций и семинаров:

27. Fattakhov I.G. The program for determining the reservoir structure and choosing the method of waterproof operations // European Applied Sciences (Stuttgart, Germany), November-December, 2012, 1 (2) - pp. 329-331.

28. Фаттахов И.Г. Новые технологии крепления скважин и ликвидации негерметичности эксплуатационных колонн с использованием синтетических смол /Р.Р.Кадыров, А.К. Сахапова, С.И. Амерханова, И.Г. Фаттахов //Труды ТатНИПИнефть. Бугульма, 2013. вып. LXXXI, с.343-353.

– патенты и свидетельства:

29. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2011617680. Гидроизоляция. Фаттахов И.Г., Кадыров Р.Р. и др. 03.10.2011.

30. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2010614119. Вычисление объемов реагентов, необходимых при проведении технологических воздействий в скважинах. Фаттахов И.Г. и др. 24.06.2010.

31. Способ изоляции вод и интенсификации притока нефти в карбонатных пластах [Текст]: пат.2408780 Рос.Федерация: МПК Е 21 В 43/22/ Кадыров Р.Р. [и др.]; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д.Шашина. - №2010105613/03; заявл.16.02.2010; опубл.10.01.2011г., Бюл.№1. – 7с.

32. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2012615165. Faraz. Фаттахов И.Г., Кадыров Р.Р. и др. 08.06.2012.

33. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2012617807. РИРЭК. Фаттахов И.Г., Кадыров Р.Р. 29.08.2012.

34. Способ предохранения устья нагнетательной скважины от замораживания [Текст]: пат. 2483198 Рос.Федерация: МПК Е 21 В 36/00/ Кадыров Р.Р. [и др.]; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им.В.Д.Шашина. - №2011152145/03; заявл. 20.12.2011; опубл. 27.05.2013г., Бюл.№15. – 7с: ил.

35. Способ приготовления тампонажного состава для ремонтно-изоляционных работ [Текст]: пат. 2485285 Рос.Федерация: МПК Е 21 В 33/138/ Кадыров Р.Р. [и др.]; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д.Шашина. - №2011154380/03; заявл. 29.12.2011; опубл. 20.06.2013г., Бюл.№17. – 6с.

36. Способ разработки нефтяного месторождения [Текст]: пат. 2530948 Рос.Федерация: МПК Е 21 В 43/20/ Губайдуллин Ф.Р. [и др.]; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д.Шашина. - №2013139121/03; заявл.21.08.2013; опубл. 20.10.2014, Бюл.№29. – 15с: ил.5.

– стандарты предприятия, инструкции и др.

37. Временная инструкция по ограничению водопритока и интенсификации добычи нефти с применением полимер-солевого воздействия. ТатНИПИнефть, УГНТУ. 2009г. 21 с.

38. Инструкция по прогнозированию успешности проведения водоизоляционных работ с применением специализированного программного обеспечения «Faraz». ТатНИПИнефть, УГНТУ. 2012г. 18с.

39. Инструкция по технологии предупреждения замораживания устья нагнетательных скважин с использованием тепла грунта. ТатНИПИнефть, УГНТУ. 2013г. 14 с.