

*На правах рукописи*



**МУХАМЕТШИН ВЯЧЕСЛАВ ВЯЧЕСЛАВОВИЧ**

**НАУЧНО-МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ СИСТЕМНОГО  
ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОСНОВАНИЯ ПОВЫШЕНИЯ  
ЭФФЕКТИВНОСТИ УПРАВЛЕНИЯ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ  
РЕСУРСНОЙ БАЗЫ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ  
В УСЛОВИЯХ ИЗМЕНЕНИЯ СТРУКТУРЫ ЗАПАСОВ НЕФТИ**

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:**

**Насыбуллин Арслан Валерьевич**,  
доктор технических наук, профессор,  
Альметьевский государственный  
нефтяной институт / заведующий  
кафедрой «Разработка и эксплуатация  
нефтяных и газовых месторождений»  
(г. Альметьевск)

**Степанов Сергей Викторович**,  
доктор технических наук, ООО  
«Тюменский нефтяной научный центр»  
(ПАО «НК Роснефть») / старший  
эксперт (г. Тюмень)

**Ямалетдинова Клара Шаиховна**,  
доктор технических наук, профессор,  
Челябинский государственный  
университет / Институт экономики  
отраслей, бизнеса и  
администрирования, заведующая  
кафедрой «Управление качеством в  
производственно-технологических  
системах» (г. Уфа)

Ведущая организация

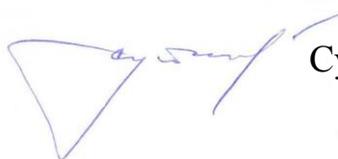
ОАО «НижневартовскНИПИнефть»

Защита диссертации состоится «18» апреля 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, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» и на сайте [www.rusoil.net](http://www.rusoil.net).

Автореферат диссертации разослан «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2019 года.

Ученый секретарь  
диссертационного совета



Сул'tанов Шамиль Ханифович

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

### Актуальность темы исследования

На протяжении последних десятилетий Россия занимала и занимает ведущие позиции в мире в области добычи жидких углеводородов. На её долю приходится около десяти процентов мировых ресурсов и запасов нефти и столько же страна добывает в год от мировой добычи нефти. Минерально-сырьевой комплекс формирует почти 50 % российского бюджета и валютных поступлений от экспорта. Однако, в последние годы резко обозначились тенденции, которые могут привести к снижению достигнутых показателей эффективности, рентабельности и, как следствие, потере конкурентоспособности и ведущих позиций на мировом рынке.

Среди этих тенденций необходимо отметить: снижение темпов прироста разведанных запасов нефти; изменение структуры запасов в сторону ухудшения; вовлечение в разработку трудноизвлекаемых ресурсов углеводородов на территориях со сложными природно-климатическими условиями, обладающих рядом особенностей (удаленность территории, дефицит энергетических и людских ресурсов, отсутствие транспортной и промышленной инфраструктур); ввод в разработку месторождений с низкой рентабельностью; постоянное снижение добычи на зрелых высокопродуктивных объектах, остаточные извлекаемые запасы которых относятся к категории трудноизвлекаемых.

В этих условиях возрастают требования к качеству принимаемых управленческих решений операторов по всей цепочке, начиная с разведки и заканчивая реализацией конечного продукта. Возрастает цена ошибочного решения, а также быстрого принятия решения без потери актуальности.

Наряду с этими тенденциями и требованиями сегодняшнее состояние отечественной и мировой нефтедобычи характеризуется: ростом разнообразия объектов; увеличением объемов используемой информации; вводом в разработку новых, в том числе нетрадиционных источников углеводородов; усложнением процессов добычи, требующих значительного количества персонала высокой квалификации; использованием разнообразной техники и инновационных технологий; большим числом неопределенностей при разработке объектов.

Именно эти причины лежат в основе программ создания интеллектуальных

месторождений, направленных на повышение эффективности функционирования объектов нефтедобычи. Так, например, Shell реализует программу «Умные месторождения», Chevron – «Интеллектуальные месторождения», BP – «Месторождения будущего», Statoil – «Интегрированные операции», Halliburton – «Управление в режиме реального времени», Schlumberger – «Умные скважины», Газпромнефть – «Электронная разработка активов».

Аналогичные работы проводят ПАО «Роснефть», ПАО «ЛУКОЙЛ» и другие отечественные компании, однако освоение этих программ, в основе которых должен находиться обосновывающий научно-методический комплекс, идет медленно, поскольку при создании этих комплексов приходится сталкиваться с трудностями, которые заключаются в огромном объеме и сложной структуре фонда скважин, высоких трудозатратах при сборе и анализе разрозненной информации, дублировании отчетностей различных уровней, большом объеме устаревшей информации, низком качестве визуализации информации.

Важно, чтобы создаваемые при этом комплексы были гибкими, многовариантными, высокоадаптивными, многофункциональными.

Эти комплексы должны уметь решать самый широкий круг вопросов: от геолого-технологического обоснования вовлечения в разработку неэффективных, трудноизвлекаемых запасов на основе обеспечения комплексного подхода к администрированию льготированных параметров (определение областей и условий стимулирования государством инновационного развития ТЭК) до обоснования экономически оправданных методов выработки остаточных запасов нефти, позволяющих достичь высоких значений конечной нефтеотдачи.

Вышеизложенное в большей мере относится к месторождениям углеводородов Волго-Уральской (ВУНГП) и Западно-Сибирской (ЗСНГП) нефтегазоносных провинций – основным нефтяным житницам России, содержащим в себе более двух третей запасов и обеспечивающим основную долю (около 70 %) добычи нефти в стране. Поэтому задача обобщения опыта разработки объектов, находящихся длительное время в эксплуатации именно этих регионов, и создание научно-методических основ системного геолого-технологического обоснования повышения эффективности принятия управляющих решений и использования ресурсов углеводородов в условиях

изменения структуры запасов нефти является не только актуальной, но и жизненно-необходимой. Решение этой задачи позволяет наметить ориентиры роста производительности труда, сокращения трудовых и материальных ресурсов, снижения капитальных и эксплуатационных затрат, нивелирования техногенного воздействия на окружающую среду и, в конечном счете, направлено на максимизацию полноты извлечения ресурсов при минимальных издержках в соответствии со старой парадигмой или максимизации полноты отдачи основных активов в соответствии с новой. В любом случае, если исходить из принципа, что нефть и газ являются невозполнимыми национальными ресурсами, создание такой базы позволяет определять рациональные пути максимизации стоимости этих ресурсов с учетом экономических, социальных, геополитических и других интересов страны.

Тема и содержание диссертационной работы по области исследования соответствуют формуле паспорта специальности 25.00.17 – «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» по пунктам: 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. 1); 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. 2); 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 (п. 3).

## **Степень разработанности темы**

К моменту начала работы над диссертацией в связи с изменением структуры запасов нефти в стране в сторону трудноизвлекаемых возникла необходимость принятия таких управляющих решений по разработке объектов, содержащих эти запасы, которые сделали бы эксплуатацию их как минимум экономически рентабельной. Для обоснования таких решений необходимо создать научно-методическую базу, соответствующую новым условиям. Решение этой задачи необходимо проводить по двум направлениям: определение условий применения существующих разработок и проведение дополнительных исследований по объектам с трудноизвлекаемыми запасами. Оба направления в связи с широким разнообразием объектов по геолого-промысловой характеристике недостаточно разработаны и потребовали проведение комплекса исследований по систематизации объектов путем идентификации и проведения дифференцированного анализа и обобщения опыта разработки залежей, находящихся длительное время в эксплуатации.

## **Цель и задачи работы**

Цель работы – создание научно-методического комплекса системного геолого-технологического обоснования повышения эффективности управления и использования ресурсной базы жидких углеводородов на основе обобщения теории и практики разработки месторождений, находящихся длительное время в эксплуатации в условиях изменения структуры запасов нефти.

Для достижения поставленной цели сформулированы следующие **задачи**:

1 Проведение дифференциации и группирования залежей нефти ЗСНГП с созданием комплекса алгоритмов идентификации, поиска объектов и групп объектов-аналогов с использованием параметров, отражающих геолого-физические и физико-химические свойства пластов и насыщающих их флюидов, оказывающих преобладающее влияние на показатели эффективности разработки объектов добычи нефти, определение которых проводится с достаточной степенью точности на стадии проведения геолого-разведочных работ.

2 Создание комплекса методических приемов и алгоритмов поиска и обоснования выбора наиболее эффективных технологий воздействия на

призобойную зону продуктивных пластов на основании анализа и обобщения опыта проведения обработок скважин дифференцированно по различным группам объектов с использованием различных объемов геолого-промысловой информации в зависимости от стратегии, тактики и необходимости гибкого реагирования на изменение условий функционирования предприятий в рыночных условиях.

3 Разработка научно-методической базы обоснования и выбора технологий заводнения нефтяных пластов для достижения максимального их соответствия особенностям геологического строения в условиях различных групп объектов, ограниченного объема прямых исследований степени реагирования добывающих и нагнетательных скважин, с использованием косвенных данных закачки воды и добычи жидкости, а также данных геофизических исследований скважин.

4 Разработка методики прогноза коэффициента вытеснения по данным геофизических исследований и результатам идентификации.

5 На основе ретроспективного и критериального анализов эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи, а также результатов математического моделирования проведение геолого-технологического скрининга перспективных технологий воздействия на пласты с целью повышения результативности их использования на объектах с трудноизвлекаемыми запасами.

### **Научная новизна**

1 Разработана и предложена научно-обоснованная концепция методологии дифференциации и группирования залежей нефти. Проведена идентификация залежей нефти ЗСНГП с выделением девятнадцати групп по геолого-физическим параметрам, оказывающим превалирующее влияние на эффективность разработки.

Доказана необходимость отдельного группирования объектов в пределах стратиграфических систем, а в качестве отправной точки – использование тектонико-стратиграфических элементов залежей. Предложен ряд методик поиска объектов-аналогов и их групп, а также обоснования и выбора как объекта для технологии или метода, так и технологии или метода для объекта. Созданы по стратиграфическим системам блок-схемы дендрограмм для обоснования расширения областей применения эффективных технологий с минимальными рисками.

Доказана необходимость дифференциации объектов при решении задач

мониторинга и анализа процесса разработки. Предложен комплекс алгоритмов, позволяющий использовать метод аналогий для повышения эффективности управления разработкой через фильтрацию информации, снятие неопределенностей, принятие решений в режиме реального времени, снижение вероятности принятия ошибочных решений, обоснование тренда достижения целей.

2 Предложен и реализован комплексный метод геолого-промыслового анализа и обобщения эффективности различных видов воздействий на ПЗП. Выявлены информативные геолого-технологические параметры, оказывающие преобладающее влияние на эффективность, и установлены условия успешного проведения воздействия. Дана физическая интерпретация полученных результатов.

Получены эмпирические зависимости для определения необходимых объемов и давления закачки кислоты исходя из геологических особенностей пласта и технологических особенностей работы скважин. Предложено использовать суммарные диагностические коэффициенты (СДК) для однозначной оценки успешности с использованием полного и ограниченного объема информации.

Получен аппарат, основанный на использовании уравнений канонических дискриминантных функций (КДФ), позволяющий: устранять неопределенности при диагностировании; проводить адаптацию технологий к конкретным условиям и адресное воздействие с учетом фактора времени; устранять влияние «псевдоэффекта» при проведении воздействий.

Созданы геолого-статистические модели, лежащие в основе методики прогноза эффективности по семи критериям в различных стадиях разработки, при различных объемах информации. Предложен комплексный параметр эффективности для выбора скважин и технологий по единому критерию и устранения противоречия между приростом дебитов и увеличением обводненности.

Предложен алгоритм, позволяющий снижать негативное влияние фактора времени на эффективность проведения мероприятий по интенсификации добычи.

3 Определены условия наиболее успешной закачки в пласт воды. Выявлены геолого-технологические параметры, оказывающие влияние на степень гидродинамического взаимодействия скважин. Дана физическая интерпретация полученных результатов. Установлено, что в 90 % добывающих скважин,

испытывавших влияние закачки, происходит увеличение извлекаемых запасов.

Для условий различных групп объектов предложен комплекс разработок, основанный на использовании СДК и параметров успешности заводнения, позволяющих: обосновывать выбор очагов под нагнетание; снижать влияние низких ФЕС пластов и неоднородности на взаимодействие скважин через изменение давлений и объемов закачки; оценивать параметры интенсивности систем заводнения, плотность сетки скважин, целесообразность закачки воды при предполагаемой сетке скважин на стадии выхода месторождения из разведки; регулированием технологических параметров переводить скважины в разряд «взаимодействующих». Предложен алгоритм снижения неопределенности при диагностировании взаимодействия скважин с использованием параметров успешности заводнения и СДК. Показана необходимость решения задач повышения эффективности управления ресурсами дифференцированно между и внутри групп объектов.

4 Предложена «гантельная» модель, в соответствии с которой создана математическая модель, позволяющая оценить коэффициент вытеснения по данным ГИС с учетом микронеоднородности и гидрофобизации продуктивного пласта. Показана возможность использования разработанной модели прогноза коэффициента вытеснения на основе идентификации объектов.

5 Выделены объекты-полигоны и проведен скрининг МУНП. Установлены диапазоны изменения прироста извлекаемых запасов в зависимости от характеристик пластовых систем, стадий и параметров процессов разработки.

### **Теоретическая и практическая значимость работы**

Теоретическая значимость работы заключается в:

– разработке методологических аспектов анализа и обобщения опыта разработки месторождений, находящихся длительное время в разработке, для системного решения задач создания научно-методической основы комплексного геолого-технологического обоснования принятия управляющих решений с целью повышения эффективности использования ресурсной базы месторождений с трудноизвлекаемыми запасами;

– научном обосновании предложенных методик и алгоритмов для решения различных задач повышения эффективности разработки низкопродуктивных залежей нефти.

Практическая значимость работы заключается в следующем:

1 Получение возможности обоснованного использования лучших практик при решении задач повышения эффективности разработки залежей в условиях изменения структуры запасов нефти на разрабатываемых месторождениях, а также активного вовлечения в разработку залежей с трудноизвлекаемыми запасами, характеризующихся низкой рентабельностью, на основе применения разработанных методических приемов и алгоритмов, полученных моделей и зависимостей.

2 Представленные разработки научно-методического характера позволяют повысить степень достоверности, надежности и эффективности мониторинга и управления при разработке объектов с использованием методов воздействия на призабойную зону, внутриконтурного заводнения, методов увеличения нефтеотдачи пластов.

3 Предложенный комплекс алгоритмов и методического сопровождения позволяет снизить риски принятия неэффективных решений в условиях неопределенности геолого-промысловой информации.

4 Полученные выводы и результаты могут быть использованы как в условиях исследованных месторождений, так и аналогичных им по геолого-промысловой характеристике, определяемых с использованием предложенных многовариантных алгоритмов идентификации.

5 Результаты, полученные в диссертационной работе, использовались при реализации ГТМ, совершенствовании систем заводнения, выборе методов увеличения нефтеотдачи в технологиях разработки залежей с неоднородными, многопластовыми и сложнопостроенными коллекторами на месторождениях ПАО «Роснефть», ПАО «Татнефть», ПАО «ЛУКОЙЛ», АО «Булгарнефть», АО «Алойл», АО «СМП-Нефтегаз», а также в многочисленных отчетах по договорам на проведение научно-исследовательских работ. Экономический эффект составил более 100 млн рублей.

6 Результаты исследований дают возможность повысить степень извлечения полезной информации из геолого-геофизических и петрофизических данных и способствуют повышению эффективности и точности геолого-гидродинамического моделирования на основе разработанной и успешно апробированной методики оценки коэффициента вытеснения нефти водой из продуктивных пластов, представленных терригенными коллекторами по данным геофизических исследований скважин.

7 Изданные десять учебных пособий и монографий используются в учебном процессе при подготовке бакалавров и магистров по направлению «Нефтегазовое дело», инженеров и аспирантов по специальности «Нефтегазовая техника и технологии» и «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» в Уфимском государственном нефтяном техническом университете. Два учебных пособия имеют гриф УМО Министерства образования и науки РФ.

### **Методология и методы исследования**

Задачи решались с использованием существующих знаний, комплексного геолого-промыслового анализа опыта разработки залежей нефти в различных геологических условиях и при различных технологиях. Использовались методы ретроспективного и критериального анализов, сравнения и скрининга.

Полученные результаты и научные выводы основаны на использовании комплексов фактических данных промысловых, геофизических, лабораторных, гидродинамических исследований скважин и пластов. Обработка результатов, идентификация и моделирование проводились с использованием методов из теории распознавания образа и других методов статистического анализа.

### **Положения, выносимые на защиту**

1 Научно-методические подходы к анализу и обобщению опыта разработки залежей с трудноизвлекаемыми запасами в условиях ограниченной, неоднородной, некорректной информации о залежах и процессах, протекающих в них.

2 Комплекс методических приемов и алгоритмов идентификации и группирования объектов разработки ЗСНГП для широкого использования метода аналогий в решении задач систематизации накопленного опыта разработки с целью повышения эффективности управления ресурсами углеводородов.

3 Научно-методические основы геолого-технологического обоснования при

поиске и выборе технологий воздействия на призабойную зону пласта для различных условий функционирования компаний, стадий разработки и изменении структуры запасов нефти.

4 Принципы и алгоритмы дифференциации и обоснования эффективных технологий и их параметров при организации и совершенствовании систем внутриконтурного заводнения для различных сценариев развития предприятий.

5 «Гантельная» модель пустотного пространства гранулярных коллекторов. Методика прогноза коэффициента вытеснения с использованием «гантельной» модели по данным ГИС и на основании идентификации объектов.

6 Результаты комплексного геолого-технологического скрининга методов увеличения нефтеотдачи, интенсификации добычи и снижения обводненности на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами ЗСНГП.

### **Степень достоверности и апробации результатов**

Достоверность и обоснованность научных выводов и практических рекомендаций, изложенных в работе, базируется на использовании теоретических и методических положений, сформулированных в исследованиях российских и зарубежных ученых, сопоставлении результатов, полученных на базе широко апробированных, оригинальных методов решения задач с проведением кросс-проверок, количественной и качественной сходимости результатов прогноза параметров на основе разработанных моделей и алгоритмов с фактическими промысловыми данными, использовании фактического материала разработки объектов исследования, сравнении полученных результатов с результатами авторов, изучавших ранее отдельные вопросы рассматриваемой проблемы. Проведенные исследования и полученные результаты подтверждены положительными результатами проведенных ОПР на скважинах.

Основные положения диссертации докладывались и обсуждались на: международной научно-технической конференции «Проблемы нефтегазового дела» (г. Октябрьский, 2006 г.); 60-й межвузовской студенческой научной конференции (г. Москва, 2006 г.); международной научно-технической конференции, посвященной 50-летию ТатНИПИнефть (г. Бугульма, 2006 г.); 61-й студенческой конференции «Нефть и газ-2007» (Москва, 2007 г.); международном форуме молодых ученых «Проблемы недропользования» (г. Санкт-Петербург, 2007 г.); XIV конкурсе

молодых специалистов ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (г. Когалым, 2012 г.); международной научно-практической конференции «Научные преобразования в эпоху глобализации» (г. Саратов, 2015 г.); XV международной научно-практической конференции «Энергоэффективность. Проблемы и решения» (г. Уфа, 2015 г.); международной научно-практической конференции «Приоритетные научные исследования и разработки» (г. Саратов, 2016 г.); 43-й международной конференции молодых ученых (г. Уфа, 2016 г.); международной конференции «Нефтегазовый комплекс: проблемы и инновации» (г. Самара, 2016 г.); XIII международной научно-практической конференции «Проблемы экономики в России и мире» (г. Прага, 2017 г.); международной научно-технической конференции «Современные технологии в нефтегазовом деле» (г. Октябрьский, 2017–2018 гг.); SPE Russian Petroleum Technology Conference (Moscow, 2017); международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы и перспективы машиностроения» (г. Новосибирск, 2018 г.).

### **Личный вклад**

Вклад автора состоит в выборе направлений исследования, формулировании целей, задач и их решении, анализе и интерпретации результатов, выработке методических подходов при проведении математических и аналитических расчетов. Вклад автора является определяющим и заключается в непосредственном участии на всех этапах исследования от постановки задач до их реализации.

### **Публикации**

По теме диссертации опубликовано 98 научных трудов, в том числе 43 статьи в ведущих рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК Минобрнауки РФ, в 11 статьях в изданиях, входящих в реферативную базу Web of Science, в 14 статьях в изданиях, входящих в реферативную базу Scopus, в 5 монографиях, в 5 учебных пособиях и 10 статьях в зарубежных изданиях.

### **Структура и объем работы**

Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, заключения, списка использованных источников, включающего 445 наименований, содержит 580 страниц машинописного текста, 110 рисунков, 54 таблицы.

Автор выражает глубокую признательность и благодарность профессору

Андрееву В.Е., профессору Ахметову Р.Т., профессору Зейгману Ю.В., профессору Кадырову Р.Р., профессору Мухаметшину В.Ш., профессору Рогачёву М.К., доценту Дубинскому Г.С., плодотворная работа с которыми способствовала становлению и развитию идей, положенных в основу работы.

## **ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

Во **введении** обоснована актуальность работы, сформулированы цель, задачи и методы их решения, научная новизна, основные положения, выносимые на защиту, теоретическая и практическая значимость и апробация работы.

Отмечается вклад в решение задач разработки месторождений нефти, отечественных и зарубежных ученых: Абдулмазитова Р.Г., Абызбаева И.И., Азаматова В.И., Алтуниной Л.К., Амелина И.Д., Андреева В.Е., Ахметова Р.Т., Аширова К.Б., Бадьянова В.А., Баишева Б.Т., Бакирова И.М., Басниева К.С., Батурина Ю.Е., Блинова А.Ф., Боксермана А.А., Борисова Ю.П., Бриллианта Л.С., Булыгина Д.В., Викторина В.Д., Владимирова И.В., Гавуры В.Е., Гильмановой Р.Х., Горбунова А.Т., Грачёва С.И., Девликамова В.В., Дементьева Л.Ф., Дентона Р., Дияшева Р.Н., Дмитриевского А.Н., Дубинского Г.С., Еремина Н.А., Ермилова О.М., Жданова С.А., Желтова Ю.П., Закирова С.Н., Зарипова А.Т., Зейгмана Ю.В., Золотухина А.Б., Ибатуллина Р.Р., Ибрагимова Г.З., Ивановой М.М., Иктисанова В.А., Кадырова Р.Р., Каневской Р.Д., Керимова В.Ю., Кнеллера Л.Е., Ковалева В.С., Колганова В.И., Копытова А.В., Котенева Ю.А., Крылова А.П., Кудинова В.И., Кучумова Р.Я., Ларочкиной И.А., Леви Б.И., Ленченковой Л.Е., Лобусева А.В., Лозина Е.В., Лысенко В.Д., Максимова В.М., Максимова В.П., Маскета М., Мирзаджанзаде А.Х., Михайлова Н.Н., Мищенко И.Т., Муслимова Р.Х., Мухаметшина В.Ш., Мухаметшина Р.З., Мухарского Э.Д., Насыбуллина А.В., Низаева Р.Х., Пермьякова И.Г., Пономарева А.И., Рамазанова Р.Г., Розенберга М.Д., Рогачева М.К., Сагитова Д.К., Саттарова М.М., Степанова С.В., Свалова А.М., Султанова С.А., Султанова Ш.Х., Сургучева М.Л., Сучкова Б.М., Тер-Саркисова Р.М., Тимашева Э.М., Токарева М.А., Тульбовича В.И., Фазлыева Р.Т., Фахретдинова Р.Н., Федорова К.М., Фурсова А.Я., Хавкина А.Я., Хайрединова Н.Ш., Халимова Э.М., Хакимянова И.Н., Хасанова М.М., Хисамова Р.С., Хисамутдинова Н.И., Чарного И.А., Шпурова И.В., Шустера А.А., Щелкачева В.Н., Юсупова И.Г., Ямалетдиновой К.Ш., Alvarado V., Babu D.K., Butler R.M.,

Briones M., Economides M.J., Ehlig-Economides C.A., Giger F.M., Goode P.A., Joshi S.D., Lichtenberger G.J., Mclachlan G.J., Oden A.S., Raghavan R., Suprunowicz R., Thambynaugam R.K. и др. Выделена специфика и особенности решения задач повышения эффективности управления активами нефтяных компаний.

**Первая глава** диссертации посвящена идентификации и группированию залежей нефти Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции для получения возможности применения метода аналогий в решении задач повышения эффективности управления и использования ресурсов жидких углеводородов.

Реализация процедуры группирования была проведена по 545 объектам, выбранным исходя из сформулированных требований к отбору и входящим в состав Надым-Пурской, Пур-Тазовской, Приуральской, Фроловской и Среднеобской нефтегазоносных областей (НГО).

В тектоническом отношении объекты приурочены к Шаимскому и Верхнепурскому валам; Верхнекондинскому, Шеркалинскому и Ярсомовскому прогибам; Красноленинскому, Сургутскому, Нижневартовскому и Северному сводам; Северо-Вартовской, Северо-Сургутской и Надымской моноклиналям; Большехетской впадине. В стратиграфическом – к продуктивным отложениям в альбском, аптском, баремском, готеривском, валанжинском, берриассовском ярусах, а также – к верхней и средней юре, в пределах которых выделены залежи баженовской и тюменской свит, к коре выветривания палеозоя.

Группирование проводилось по девятнадцати параметрам, отражающим геолого-физические и физико-химические свойства пластов и насыщающих их флюидов, оказывающим превалирующее влияние на эффективность разработки залежей, определение которых с достаточной степенью точности проводится на стадии проведения геолого-разведочных работ и составления первых проектных документов. Последовательное использование метода главных компонент (МГК) и канонического дискриминантного анализа (КДА) как в целом по всем объектам, так и дифференцированно по стратиграфическим системам и крупным тектоническим элементам, с последующим анализом распределений объектов на плоскостях в осях главных компонент (ГК) и КДФ и корректировкой полученных результатов позволило выделить девятнадцать групп объектов, определить центры группирования, выявить особенности геологического строения,

установить характерные черты применяемых систем разработки типичных объектов, наиболее близко расположенных к центроидам групп.

Анализ распределения объектов в осях главных компонент с позиций их приуроченности позволил выявить существенное влияние тектонико-стратиграфических факторов на формирование особенностей геологического строения залежей, характеризующихся различными параметрами, которые являются отражением специфических условий формирования залежей и постгенетических процессов, а сравнение структур, полученных в разных вариантах расчета ГК и КДФ, показало, что наборы параметров, принимающих участие в дифференциации объектов, объединение их в группы и их информативность в условиях различных тектонических зон и стратиграфических систем, различны и это необходимо учитывать при решении задач геологии и разработки.

Проведенное рассмотрение объектов при использовании различных вариантов расчета позволило создать алгоритм идентификации и группирования, адаптированный к условиям анализируемых залежей. Алгоритм предполагает различные варианты его реализации в зависимости от поставленных задач не только в пределах ЗСНГП, но и в иных нефтегазоносных провинциях. Показано, что в качестве отправной точки для проведения дифференциации и группирования необходимо использовать тектонико-стратиграфическую приуроченность залежей.

На основании анализа зон неопределенности и распределения объектов на факторных плоскостях, изучения причинно-следственных связей, анализа значений процента верно сгруппированных объектов с использованием расстояний Махалобиса и евклидова расстояния доказана необходимость отдельного группирования объектов, приуроченных к юрским отложениям и палеозою, и отложениям нижнего мела.

На основании проведенных исследований разработан и описан комплекс алгоритмов, позволяющих эффективно использовать метод аналогий для решения следующих задач по объектам, находящимся в разработке: обоснованно проводить анализ разработки объектов в пределах групп, устанавливать причины, ухудшающие процесс выработки запасов нефти, проводить выбор наиболее эффективных технологий через сравнение используемых, устанавливать области наиболее успешного применения технологий и устанавливать их оптимальные

параметры, создавать научно-методическую основу обоснования эффективной разработки объектов-аналогов, определять геолого-технологические параметры, оказывающие превалирующее влияние на процессы выработки запасов нефти, обосновывать использование инновационных и успешных технологий через их тиражирование, обеспечивать снижение рисков и повышение эффективности принятия управляющих решений при проведении мероприятий по доработке объектов, обоснованно использовать прогрессивный опыт разработки объектов, не участвовавших в процедуре группирования, объективно оценивать эффективность применения новых технологий, выбирать направления эффективного использования инвестиционного портфеля, обосновывать выбор полигонов для испытания инновационных технологий, эффективно отбирать, обосновывать, использовать сопредельную информацию для извлечения трудноизвлекаемых остаточных запасов; по объектам, находящимся в стадии составления первых проектных документов в дополнение к вышеобозначенному: определять стратегию эффективной разработки, проводить поиск недостающих значений параметров, зависимостей и другой информации, необходимой для составления проектных документов, проводить экспертизу и определять достоверность полученных по объектам значений различных параметров, проводить мониторинг и вскрытие причин снижения и поиска путей и способов повышения эффективности разработки, оценивать потенциал уровней добычи, нефтеотдачи, применения методов увеличения степени выработки запасов, априори обосновывать принятие правильных управленческих решений по оптимизации разработки, сократить сроки и повысить качество проведения проектных работ, изыскивать варианты перевода активов в категорию рентабельных.

Анализ и рассмотренные положения объектов в различных временных периодах после ввода их в разработку позволили установить случаи миграции объектов в условиях факторных плоскостей ГК и ДФ в результате получения дополнительной информации об объекте, его разукрупнении по площади или разрезу, объединении пластов в один эксплуатационный горизонт и т.д., что необходимо учитывать при принятии управляющих решений.

Полученные результаты позволили предложить методические подходы для поиска не только объектов-аналогов, но и групп объектов-аналогов, что сущес-

твенно расширяет область возможных решений различных задач, а также для обоснования выбора объекта как для зарекомендовавшей себя технологии, метода или системы, так и для выбора технологии, метода или системы для объекта.

На основании использования кластерного анализа созданы блок-схемы дендрограмм отдельно по стратиграфическим системам, позволяющие обосновывать расширение областей применения эффективных технологий с минимальными рисками и очерчивать зоны с максимальными.

Для оценки значимости дифференциации и группирования изучено изменение степени выработки запасов нефти по объектам выделенных групп при 80 %-ной обводненности продукции (КИН<sup>80</sup>). Установлено, что часть объектов выделенных групп имеет приблизительно одинаковую степень выработки запасов при различных значениях КДФ, т.е. степень влияния исходных параметров на изменение величины КИН<sup>80</sup> – в условиях разных групп – различна. Другая часть групп объектов при близких значениях КДФ имеет значительные различия в значениях КИН<sup>80</sup>. В целом значения в среднем по группам варьируют в довольно широких пределах. Все это является проявлением специфики выделенных групп объектов, учитываемой при группировании прямо или косвенно.

Так, например, в условиях юрской системы, по группе объектов 4 – КИН<sup>80</sup> снижается с увеличением значений обоих КДФ, в условиях группы объектов 7 – наоборот увеличивается, а в условиях группы объектов 3 – увеличивается со снижением второй функции, а первая функция – влияния не оказывает. Аналогичная картина имеет место и в условиях залежей меловой системы.

**Вторая глава** посвящена созданию научно-методической базы для повышения эффективности управления активами нефтяных компаний с применением методов воздействия на призабойную зону с использованием композиций соляно-кислотных растворов на основе анализа и обобщения опыта их проведения в условиях терригенных и карбонатных коллекторов соответственно ЗСНГП и ВУНГП дифференцированно по различным группам месторождений.

Проведенный обзор работ, посвященных решению этой задачи, показал на необходимость создания такой базы, которая обусловлена недостаточной успешностью и эффективностью проводимых воздействий, использованием

широкого круга различных методов воздействий, возможностью регулирования технологических параметров воздействия в широких интервалах, значительной вариацией свойств пластов и насыщающих их флюидов, отсутствием единых критериев оценки эффективности и отсутствием комплексных критериев, использованием ограниченного объема информации о залежах, который лежит в основе появления различного рода неопределенностей, влиянием на показатели процесса фактора времени, изменением структуры запасов и условий проведения воздействия, вводом в разработку новых объектов, имеющих специфические особенности геологического строения, отсутствием при анализе и обобщении единых подходов, параметров, критериев, понятий.

В связи с этим выделены требования к созданию этой базы. Она должна позволять успешно проводить освоение и ввод скважин в эксплуатацию при выходе из бурения или ремонта, интенсифицировать процесс добычи нефти; переводить низкопродуктивные скважины в разряд рентабельных, сократить сроки разработки объектов, регулировать производительность скважин в зависимости от рыночной ситуации, снижать себестоимость продукции не только за счет увеличения добычи и продуктивности скважин, но и за счет снижения обводненности, вовлекать в разработку застойные зоны и не работающие пропластки, т.е. обеспечивать «качество выработки запасов», включающее в себя равномерность и степень извлечения нефти, продлевать срок рентабельной эксплуатации скважин, решать широкий круг сопутствующих задач.

Анализ и обобщение опыта проведения воздействия на ПЗП проводились отдельно по группам объектов в терригенных коллекторах ЗСНГП и по залежам высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах турнейского яруса ВУНГП более чем по трем тысячам скважин, в которых были проведены солянокислотные, глинокислотные, пеноглинокислотные обработки, а также обработки с использованием кислотной композиции Алдинол-20 и кислотных составов, предотвращающих эмульсионобразование (КСПЭО).

Сформулированы требования к выбору технологических критериев эффективности и перечня независимых переменных для создания базы унификации анализа и обобщения опыта проведения воздействий на ПЗП в зависимости от внешних и внутренних условий функционирования предприятий

ТЭК. В качестве критериев эффективности предложено использовать абсолютное и относительное значения прироста дебита нефти и снижения обводненности продукции, прирост добычи нефти за время эффекта, относительное увеличение продуктивности скважин, а также успешность проведения воздействия.

Ограниченный объем проводимых на промыслах гидродинамических и потокометрических исследований не позволяет использовать для оценки эффективности изменение профилей притока и результаты исследований при неустановившихся режимах работы скважин для определения скин-фактора.

В качестве независимых переменных предложено использовать около 80 параметров, характеризующих геолого-физические свойства пластов в целом по разрезу скважин и по перфорированной её части, физико-химические свойства пластовых флюидов, условия залегания, технологические особенности работы скважин и пласта, технологию проведения воздействия.

Для решения поставленных задач разработан и реализован комплексный метод геолого-промыслового анализа и обобщения эффективности применения различных видов воздействия на призабойную зону пласта. Метод основан на использовании разумной достаточности информации о процессе для решения задач выбора технологий, скважин, условий и параметров воздействия, перечня однородной и идентичной информации, имеющейся в наличии у недропользователей, комплекса критериев эффективности, отражающих различные стороны процесса воздействия.

Метод дает возможность объективно и всесторонне сравнивать результаты различных методов воздействия на ПЗП, создавать базу для объективного выбора технологий в различных геолого-промысловых условиях по тому показателю эффективности, который позволяет удовлетворить потребности предприятий в конкретной ситуации с учетом рыночных реалий и предполагает следующий алгоритм обработки фактических данных:

– по какому-либо виду воздействия после проведения операций рассчитываются значения параметров эффективности;

– проводится разделение скважин на две группы по критерию – прирост дебита нефти. Первая группа – скважины, в которых произошло увеличение дебита нефти, и вторая группа – в которых это увеличение не произошло.

Строится по этим двум группам скважин распределение их по независимым переменным. С использованием последовательного анализа Вальда рассчитываются значения критериев Кульбака (J) и выбираются значимые параметры. На этих же распределениях определяются пороговые значения параметров, при которых вероятность получения прироста дебита нефти (успешности) превышает 50 %. Информативными считаются признаки при значениях  $J \geq 0,5$ ;

– проводится разделение скважин на две группы по критерию – снижение обводненности. Аналогично процедуре анализа по критерию – прирост дебита нефти определяются значимые параметры и пороговые значения;

– рассчитываются значения СДК по обоим критериям по значимым параметрам в 3-х вариантах: 1) с использованием всех параметров; 2) с использованием параметров, отражающих геолого-физические и физико-химические свойства пластов и флюидов, условия залегания и технологию воздействия; 3) с использованием параметров, отражающих технологические особенности работы скважин и залежей, а также технологию воздействия. По всем вариантам строятся распределения скважин в зависимости от изменения значений СДК. Определяются зоны с однозначно положительным и отрицательным эффектами, а также зоны неопределенности;

– все скважины делятся на четыре группы: 1 – скважины, в которых получены прирост дебита нефти и снижение обводненности; 2 – скважины, в которых получены прирост дебита нефти и увеличение обводненности; 3 – скважины, в которых получены снижение дебита нефти и снижение обводненности; 4 – скважины, в которых получены снижение дебита нефти и увеличение обводненности. Проводится канонический дискриминантный анализ в трех вариантах аналогично расчетам по СДК. На плоскостях в осях двух КДФ выделяются области по каждой выделенной группе скважин, обладающие высокой прогнозирующей эффективностью;

– строятся многомерные геолого-статистические модели зависимости показателей эффективности воздействия от всего комплекса контролируемых геолого-технологических параметров (в 3-х вариантах);

– проводится физическая интерпретация полученных результатов.

На основании использования непараметрического критерия J по группам

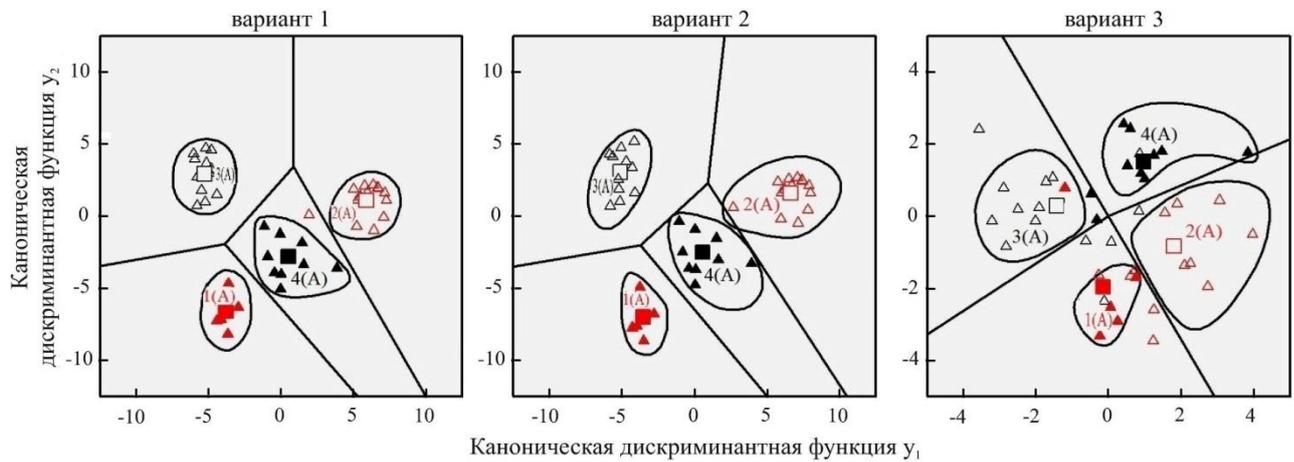
объектов и видам воздействий выявлены информативные геолого-технологические параметры, оказывающие превалирующее влияние на успешность проведения воздействий. Дана интерпретация полученных результатов. Установлено, что при использовании тех или иных критериев эффективности наибольшие значения успешности находятся в различных интервалах изменения геолого-технологических параметров, что необходимо учитывать при выборе скважин и определении параметров воздействия.

Анализ распределений СДК в различных наборах параметров позволил предложить методику, основанную на использовании этих коэффициентов, позволяющую давать однозначный ответ на вопрос об успешности. Методика позволяет переводить скважины, попавшие в зоны с отрицательной успешностью и зоны неопределенности, в зоны с однозначно положительной успешностью путем изменения технологических параметров воздействия.

В результате использования дискриминантного анализа получен аппарат, основанный на использовании уравнений КДФ, представлении групп скважин по видам обработок на плоскости в осях этих функций и выделении областей их приуроченности, позволяющий устранять неопределенности при решении задач, направленных на повышение эффективности диагностирования и воздействия на ПЗП. Результаты позволяют в условиях анализируемых и аналогичных им объектов: по значениям геолого-технологических параметров устанавливать к какой группе (по успешности) относится скважина; устранять влияние «псевдоэффекта» при оценке результатов воздействия и путем изменения технологических параметров переводить скважины из зон «псевдоэффекта» в зоны с однозначно положительным эффектом; оперативно принимать управляющее решение и использовать опыт обработок той группы, к которой относится конкретная скважина; проводить адаптацию технологии воздействия к конкретным геологическим условиям и адресное воздействие на ПЗП с учетом фактора времени (стадийности разработки).

Для эффективного решения этих задач в осях двух КДФ определены центры и зоны сосредоточения групп скважин.

На рисунке 1 представлены результаты при использовании кислотных составов на основе композиции Алдинол-20.



▲, △, △, ▲ – скважины соответственно групп 1, 2, 3, 4; 1(A)■ – центроид и номер группы скважин; > – границы областей для определения принадлежности скважин к какой-либо группе

Рисунок 1 – Распределение скважин в осях КДФ при использовании кислотных составов на основе композиции Алдинол-20

Разработана методика прогнозирования эффективности различных видов воздействия с использованием солянокислотных растворов, основанная на использовании полученных геолого-статистических моделей, позволяющих осуществлять прогноз в различных стадиях разработки месторождения и при различных объемах исходной информации.

Предложен комплексный параметр эффективности, позволяющий решать проблемы прогноза и выбора скважин и технологий по единому критерию, в виде:

$$\mathcal{E}_7 = (Q_{н2} / Q_{н1}) \cdot (f_1 / f_2) \cdot \tau, \quad (1)$$

где  $Q_{н1}$ ,  $Q_{н2}$  – соответственно среднемесячный дебит скважины до и после воздействия, т/мес;  $f_1$ ,  $f_2$ , – обводненность добываемой продукции до и после проведения воздействия, %;  $\tau$  – продолжительность эффекта, мес.

Параметр  $\mathcal{E}_7$  характеризует неиспользованный ресурс добывных возможностей скважин по нефти и позволяет устранить противоречие между приростом дебитов и увеличением обводненности.

Проведение расчетов с учетом различных ситуаций позволило установить влияние объема промысловой информации на точность прогноза параметров эффективности. Анализ моделей позволил выявить геолого-технологические параметры, оказывающие преобладающее влияние на эффективность различных видов воздействий на ПЗП, определить их вклад и направление действия.

На основании изучения эффективности воздействий в процессе разработки установлено ее снижение по мере выработки запасов. В связи с этим предлагается строить карты СДК в режиме реального времени, определять зоны месторождений в плане, где успешность однозначно положительна или отрицательна, оконтуривать зоны неопределенности, в которых путем изменения параметров воздействия определяются скважины с минимальными рисками получения однозначного прогноза успешности. Для оценки экономической целесообразности воздействия и получения возможности влиять на величину эффекта, отражаемого с помощью показателей эффективности посредством изменения технологических показателей воздействия, для трех вариантов сценария построены геолого-статистические модели, позволяющие на карте изолиний СДК в зонах однозначно положительной успешности строить карты изолиний любого из параметров эффективности и на основе этого принимать обоснованные управляющие решения с минимальными рисками.

Установлено, что: фактор времени существенно влияет на эффективность воздействия иногда гораздо больше, чем особенности геологического строения; в условиях разных объектов и технологий воздействия фактор времени оказывает различное влияние; при оценке эффективности воздействия с использованием различных показателей эффективности степень и характер влияния фактора времени не постоянен, что необходимо учитывать при планировании.

Для снижения негативного влияния фактора времени на эффективность проведения мероприятий по стабилизации и интенсификации добычи нефти предложен алгоритм, позволяющий нивелировать это влияние путем изменения технологических параметров воздействия.

Показано, что при отсутствии параметров, отражающих технологические параметры работы скважин, что характерно для стадии ввода месторождений в разработку, погрешность прогноза эффективности возрастает. Для этой стадии предлагается использовать полученные геолого-статистические модели, основанные на использовании геолого-геофизических данных.

Разработанные методики и построенные модели позволяют проводить сравнение и определять эффективность иных методов воздействия на ПЗП по отношению к рассмотренным, а также могут быть использованы для прогноза,

выбора скважин, технологий, мониторинга и управления процессом воздействия с целью сокращения количества неэффективных операций и повышения технико-экономических показателей предприятий ТЭК на исследованных объектах и аналогичных им по геолого-промысловой характеристике.

**Третья глава** посвящена созданию научно-методических основ геолого-технологического обоснования решений, направленных на повышение эффективности управления активами компаний с использованием заводнения продуктивных горизонтов в условиях изменения структуры запасов нефти.

Обзор, посвященный изучению влияния геолого-технологических параметров на взаимодействие добывающих и нагнетательных скважин и эффективность разработки залежей с применением заводнения, показал, что степень и характер влияния геолого-технологических параметров на эффективность заводнения в условиях различных объектов и их групп различны и требуют дифференцированного подхода при управлении процессом добычи нефти; эффективность закачки в пласт воды не всегда дает положительные результаты из-за сложного геологического строения объектов и их разнообразия, что вызывает затруднения при выборе систем заводнения залежей, особенно в начальной стадии разработки; значительное различие залежей по геолого-физическим свойствам требует обоснования использования опыта разработки залежей, находящихся длительное время в разработке; заводнение как способ увеличения нефтеотдачи применимо практически в любых условиях пластов, однако успешность его зависит от соответствия системы заводнения особенностям геологического строения залежей; степень и характер реагирования добывающих скважин на закачку воды отличаются в условиях разных месторождений и существенно влияют на эффективность заводнения залежей.

В связи с этим в условиях объектов исследования было выделено более двух тысяч пар добывающих скважин, окружающих нагнетательные, и по ним была проведена оценка степени взаимодействия. В условиях отсутствия представительных данных гидродинамических исследований скважин оценка степени взаимодействия проводилась путем анализа временных рядов дебитов добывающих и объемов закачки нагнетательных скважин с расчетом значений взаимнокорреляционных функций (ВКФ). Были выделены скважины,

прореагировавшие на закачку ( $ВКФ \geq 0,5$ ) и не прореагировавшие ( $ВКФ < 0,5$ ).

Далее изучалось влияние геолого-технологических параметров на успешность закачки воды в продуктивные пласты. Под успешностью понималось отношение количества добывающих скважин, прореагировавших на закачку воды, к общему количеству рассматриваемых добывающих скважин в различных интервалах изменения значений геолого-технологических параметров.

Анализ изменения извлекаемых запасов нефти по скважинам до и после начала закачки воды, проведенный с использованием промыслово-статистического метода показал, что в около 90 % скважин, испытавших влияние закачки, произошло увеличение извлекаемых запасов. В таком же количестве скважин, не испытавших влияния закачки, этого увеличения не произошло.

В качестве независимых переменных, влияющих на успешность и эффективность закачки воды, рассматривалось свыше 50 параметров.

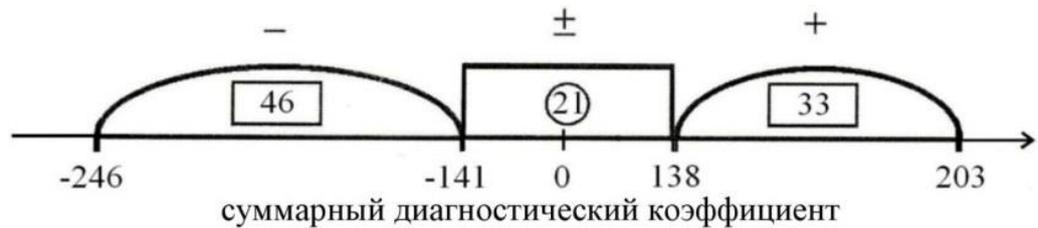
Сопоставление полученных результатов в условиях различных групп объектов позволило установить условия наиболее успешного применения закачки в пласт воды, выявить геолого-технологические параметры, оказывающие преобладающее влияние на степень гидродинамического взаимодействия скважин, дать физическую интерпретацию полученных результатов.

На основе использования последовательного анализа Вальда, значений СДК, параметров успешности заводнения предложен комплекс методических разработок, позволяющих:

- обосновывать выбор очагов под нагнетание и перевод добывающих скважин под закачку или бурение дополнительных нагнетательных скважин;
- снижать неблагоприятное влияние низких фильтрационно-емкостных свойств пластов и геологической неоднородности на степень взаимодействия скважин через изменение давлений и объемов закачки воды в скважины;
- дифференцированно по участкам оценивать параметры интенсивности систем заводнения, плотность сетки скважин, целесообразность закачки в пласт воды при предполагаемой сетке на стадии выхода месторождения из разведки;
- регулированием технологических параметров воздействия переводить скважины из «невзаимодействующих» в разряд «взаимодействующих».

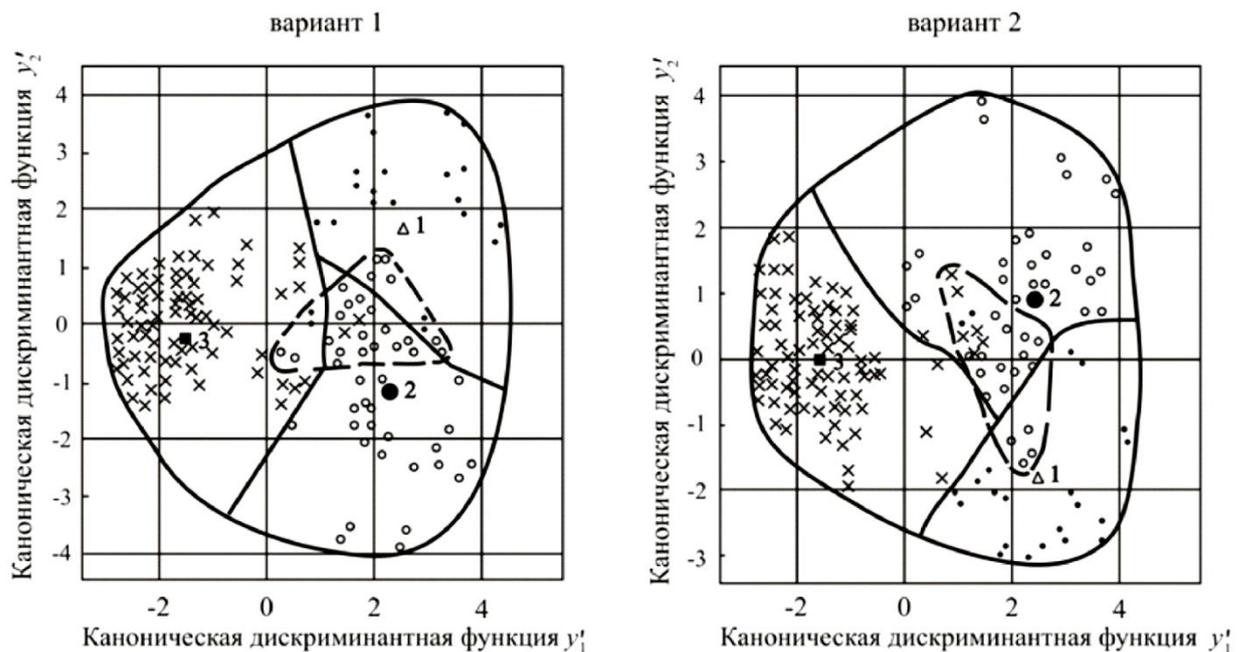
Использование СДК, дискриминантного и регрессионного анализов

позволили определить параметры, оказывающие преобладающее влияние на величину ВКФ; существенно снизить процент скважин, попадающих в зоны неопределенности (рисунок 2); дифференцировать их по расположению в осях КДФ на «нереагирующие», «слабореагирующие» и «сильнореагирующие», что позволяет предотвратить случаи катастрофического обводнения скважин (рисунок 3).



+, – – интервал изменения значений СДК по скважинам, прореагировавшим на закачку воды ( $R \geq 0,5$ ) и не прореагировавшим ( $R < 0,5$ ); ±, ④ – зона неопределенности и процент скважин в ней; 29 – процент скважин, прореагировавших и не прореагировавших на закачку воды

Рисунок 2 – Распределение скважин в зависимости от изменения значений СДК



$\Delta 1$ ,  $\bullet 2$ ,  $\blacksquare 3$  – центроид и номер группы скважин, прореагировавших ( $R > 0,7$ ), слабопрореагировавших ( $0,7 \leq R \leq 0,5$ ), не прореагировавших ( $R < 0,5$ ) на закачку воды соответственно;  $\circ$ ,  $\bullet$ ,  $\times$  – скважины групп 1, 2, 3 соответственно;  $\sim$  – граница, разделяющая группы скважин;  $\bigcirc$ ,  $\odot$  – зона сосредоточения всех скважин и зона неопределенности соответственно

Рисунок 3 – Распределение скважин в осях КДФ

Установлено, что около 50 % добывающих скважин на залежах в карбонатных коллекторах и залежах юрского возраста в терригенных не испытывают влияния закачки, что является следствием сложного геологического

строения объектов и отсутствия системной методической основы обоснования выбора добывающих скважин для перевода их под нагнетание.

Распределения и уравнения, полученные с использованием геолого-статистического моделирования, легли в основу алгоритмов и методик, позволяющих выбирать плотность сетки скважин дифференцированно на участках с различными геолого-физическими свойствами пластов и насыщающих их флюидов и устанавливать степень допустимого её разрежения; устанавливать добывающие скважины для перевода их под нагнетание; путем выбора расстояний между скважинами и регулирования технологических параметров заводнения повышать успешность закачки в пласт воды; достигать максимально-возможного соответствия технологических параметров заводнения особенностям геологического строения залежей; выбирать место расположения нагнетательных и добывающих скважин при уплотнении сетки скважин.

Анализ полученных результатов и специфики разработки позволил:

– **по объектам в карбонатных коллекторах:**

- установить требуемые объемы промысловой информации для решения задач разработки с использованием полученных алгоритмов и методик;

- выявить, что основное влияние на степень гидродинамического взаимодействия добывающих и нагнетательных скважин оказывают параметры, отражающие особенности геологического строения залежей, и параметры, характеризующие интенсивность системы внутриконтурного заводнения;

– **по объектам в терригенных коллекторах:**

- показать необходимость решения задач повышения эффективности управления ресурсами дифференцированно, как между различными группами объектов, выделяемых при группировании, так и внутри этих групп;

- для условий различных групп объектов предложить параметры успешности заводнения, имеющие следующий вид:

- по объектам группы 6:

$$P_{уз} = (H_{Э}^D \cdot \alpha_{ПС}^D \cdot \alpha_{ПС}^H \cdot K_{П}^H \cdot Q_{зак}) / F; \quad (2)$$

- по объектам группы 12:

$$P_{уз} = (\alpha_{ПС}^D \cdot K_{П}^H) / F; \quad (3)$$

- по объектам группы 14:

$$P_{уз} = (H_{\text{Э}}^D \cdot H_{\text{Э}}^H \cdot \rho_{ИК}^H) / F; \quad (4)$$

- по объектам группы 15:

$$P_{уз} = (H_{\text{Э}}^D \cdot K_{\text{прон}}^D \cdot \rho_{ИК}^D \cdot H_{\text{Э}}^H \cdot K_{\text{прон}}^H \cdot \rho_{ИК}^H) / F; \quad (5)$$

- по объектам группы 10:

$$P_{уз} = (H_{\text{Э}}^D \cdot K_{\text{прон}}^D \cdot H_{\text{Э}}^H \cdot K_{\text{прон}}^H) / F, \quad (6)$$

где  $H_{\text{Э}}^D$ ,  $\alpha_{ПС}^D$ ,  $\rho_{ИК}^D$ ,  $K_{\text{прон}}^D$  – соответственно значения эффективной нефтенасыщенной толщины, относительной амплитуды ПС, сопротивления пласта по ИК, коэффициента проницаемости в добывающей скважине;  $H_{\text{Э}}^H$ ,  $\alpha_{ПС}^H$ ,  $\rho_{ИК}^H$ ,  $K_{\text{прон}}^H$ ,  $K_{\text{П}}^H$  – соответственно значения эффективной нефтенасыщенной толщины, относительной амплитуды ПС, сопротивления пласта по ИК, коэффициента проницаемости, коэффициента песчаности пласта в нагнетательной скважине;  $Q_{\text{зак}}$ ,  $F$  – соответственно месячный объем закачки воды и расстояние между добывающей и нагнетательной скважинами, и позволяют обосновывать перевод добывающих скважин под нагнетание, бурение дополнительных скважин на залежах, бурение боковых стволов, перевод скважин с других горизонтов и решать ряд других задач повышения эффективности выработки запасов нефти на залежах, находящихся в разработке, а также ориентировочно определять минимальное разрежение плотности сетки скважин и систему заводнения на залежах, вводимых в разработку с учетом особенностей геологического строения и параметров их отражающих, по формулам:

- по объектам группы 6:

$$F \leq F_{\text{макс}} = 2,7 \cdot 10^{-2} \cdot H_{\text{Э}} \cdot \alpha_{ПС}^2 \cdot K_{\text{П}} \cdot Q_{\text{зак}}; \quad (7)$$

- по объектам группы 12:

$$F \leq F_{\text{макс}} = 1538 \alpha_{ПС} \cdot K_{\text{П}}; \quad (8)$$

- по объектам группы 14:

$$F \leq F_{\text{макс}} = 0,33 H_{\text{Э}}^2 \cdot \rho_{ИК}; \quad (9)$$

- по объектам группы 15:

$$(10)$$

$$F \leq F_{\max} = 1,82 H_{\mathcal{E}}^2 \cdot K_{\text{прон}}^2 \cdot \rho_{\text{ИК}}^2;$$

- по объектам группы 10:

$$F \leq F_{\max} = 286 H_{\mathcal{E}}^2 \cdot K_{\text{прон}}^2, \quad (11)$$

при этом успешность будет равна 100 %.

В формулах (7)–(11):  $H_{\mathcal{E}}$ ,  $\alpha_{\text{ПС}}$ ,  $\rho_{\text{ИК}}$ ,  $K_{\text{прон}}$ ,  $K_{\text{П}}$  – средние значения соответственно эффективной нефтенасыщенной толщины, относительной амплитуды ПС, сопротивления пласта по ИК, коэффициентов проницаемости и песчаности залежи;  $Q_{\text{зак}}$  – планируемые месячные объемы закачки.

Проведенные исследования, полученные результаты, алгоритмы и методики дополняют комплекс научно-методических основ геолого-технологического обоснования решений, направленных на повышение эффективности управления ресурсами углеводородов с использованием заводнения продуктивных пластов в условиях изменения структуры запасов нефти.

В **четвертой главе** рассмотрены вопросы распределения остаточной нефти в пустотном пространстве продуктивных пластов.

Отмечено, что остаточная нефть в промытой части пласта складывается в основном из двух составляющих: заземленная и пленочная.

Капиллярно-заземленная остаточная нефтенасыщенность формируется в условиях, когда медианный диаметр пор несоизмеримо больше медианного диаметра поровых каналов. Чем больше данное соотношение, тем сложнее структура пустотного пространства породы и тем труднее капле нефти пройти в сужение порового канала.

В частично гидрофобизированных коллекторах остаточная нефть может находиться также и в виде пленки на поверхности твердых частиц породы. По данным многих исследований (Н.Н. Михайлов и др.), гидрофобизация коллекторов Западной Сибири напрямую связана с их глинистостью.

Широко распространенная капиллярная модель не позволяет получить аналитические связи между остаточной нефтенасыщенностью и фильтрационно-емкостными параметрами продуктивного пласта, так как не учитывает изменения сечения капилляров вдоль линий фильтрации.

В работе предложена «гантельная» модель пустотного пространства, где

каждый поровый канал представляется чередованием цилиндрических капилляров большого ( $S_{\Pi}$ ) и малого ( $S_{\kappa}$ ) сечений, при этом капилляры большого сечения моделируют поры, а малого сечения – межпоровые сужения.

Для оценки объема заземленной нефти введено понятие микронеоднородности ( $W$ ) пласта вдоль линий фильтрации. При этом учитывается, что как остаточная, так и подвижная нефть находятся в эффективной части пустотного пространства.

Для «гантельной» модели имеем:

$$W = S_{\Pi} / S_{\kappa} - 1 = P_{\Pi, \text{Э}} \cdot K_{\Pi, \text{Э}} - 1 / p_{\text{Э}} (1 - p_{\text{Э}}),$$

где  $K_{\Pi, \text{Э}}$ ,  $P_{\Pi, \text{Э}}$ ,  $p_{\text{Э}}$  – соответственно коэффициент и параметр пористости, а также суммарная доля микрокапилляров (межпоровых сужений) на единичной длине порового канала эффективной части пустотного пространства:

$$P_{\Pi, \text{Э}} = K_{\Pi, \text{Э}}^{-1}; K_{\Pi, \text{Э}} = K_{\Pi} (1 - K_{\text{ВО}}); p_{\text{Э}} = 1 - \sqrt[3]{K_{\Pi, \text{Э}}},$$

где  $K_{\Pi}$ ,  $K_{\text{ВО}}$ ,  $K_{\text{Э}}$  – коэффициенты пористости и остаточной водонасыщенности, линейная доля эффективных пор соответственно.

Таким образом, неоднородность пустотного пространства определяется, в первую очередь, эффективной пористостью коллектора.

Сопоставление параметров позволило получить зависимости относительной остаточной нефтенасыщенности от обратной величины эффективной пористости для некоторых групп объектов месторождений Западной Сибири:

– по объектам группы 1:

$$K_{\text{НО}} / K_{\text{Н}} = 0,14 + 0,0342 \cdot K_{\Pi, \text{Э}}^{-1}; \quad (12)$$

– по объектам группы 12:

$$K_{\text{НО}} / K_{\text{Н}} = 0,09 + 0,0055 \cdot K_{\Pi, \text{Э}}^{-1}; \quad (13)$$

– по объектам группы 5:

$$K_{\text{НО}} / K_{\text{Н}} = 0,20 + 0,03 \cdot K_{\Pi, \text{Э}}^{-1}. \quad (14)$$

Значения коэффициентов корреляции изменяются от 0,71 до 0,85. Данная методика прогноза, основанная на использовании зависимостей (12)–(14), не учитывает влияния возможной гидрофобизации продуктивного пласта.

Проведенные теоретические исследования показали, что в коллекторах Западной Сибири объемная остаточная водонасыщенность с одной стороны характеризует глинистость, а с другой – является мерой гидрофобизации пласта.

Исходя из этого, для расчета коэффициента вытеснения предложено использовать комбинацию параметров в виде:

$$K_{\text{выт}} = \alpha + \beta \cdot K_{\text{п.э}}^{-1} + \gamma(K_{\text{п}} \cdot K_{\text{во}}).$$

Для тех же групп объектов получены соответственно уравнения регрессии для коэффициента вытеснения, учитывающие как защемленную, так и адсорбированную остаточную нефть:

$$K_{\text{выт}} = 0,755 - 0,00065 \cdot K_{\text{п.э}}^{-1} - 1,556(K_{\text{п}} \cdot K_{\text{во}});$$

$$K_{\text{выт}} = 0,921 - 0,028 \cdot K_{\text{п.э}}^{-1} - 0,463(K_{\text{п}} \cdot K_{\text{во}});$$

$$K_{\text{выт}} = 0,956 - 0,027 \cdot K_{\text{п.э}}^{-1} - 2,89(K_{\text{п}} \cdot K_{\text{во}}).$$

Значения коэффициентов корреляции изменяются от 0,867 до 0,916.

Установлено, что учет влияния гидрофобизации пласта заметно повышает связь между экспериментальными и расчетными значениями  $K_{\text{выт}}$ .

Предлагаемая методика прогноза коэффициента вытеснения сводится к следующему: в лабораторных условиях определяют открытую пористость, остаточные водонасыщенность и нефтенасыщенность; путем статистической обработки данных лабораторных исследований получают формулу для коэффициента вытеснения; далее в процессе разработки месторождения значения пористости и остаточной водонасыщенности определяют по данным геофизических исследований.

В случае отсутствия возможности проведения лабораторных исследований определяется на основе приведенных выше алгоритмов идентификации принадлежность объекта к той или иной группе и далее используются эталонные зависимости, полученные в данной работе.

**Пятая глава** посвящена комплексному геолого-технологическому скринингу методов воздействия на пласты типичных объектов выделенных групп с целью увеличения нефтеотдачи, интенсификации добычи и снижения обводненности продукции. Предложена методика, включающая в себя последовательное выполнение следующих этапов:

- геолого-технологический анализ разработки объектов и эффективности применения методов воздействия на пласт;
- критериальный анализ применимости методов на основе уточненных и дополненных критериев и отбор наиболее результативных;
- прогнозирование применения отобранных технологий с использованием программного комплекса «Oilplus» и оценка диапазонов прироста КИН на типичных объектах за счет широкомасштабного применения методов.

Выполнены аналитические исследования повышения эффективности существующих систем разработки месторождений Западной Сибири, которые позволили сделать следующие выводы: для залежей объекта-полигона группы 1 с учётом критериев применимости технологий увеличения нефтеотдачи рекомендуется при регулировании потоков применять ПДС, КДС; для залежей объекта-полигона группы 2 необходимо проведение работ по перераспределению фильтрационных потоков с использованием ВУС, применение оторочек маслорастворимых НП АВ, воздействие УВ и дымовыми газами; для залежей объекта-полигона группы 3 перспективы доработки связаны с применением эфиров целлюлозы и закачки щелочно-полимерных суспензий; для залежей объекта-полигона группы 4 перспективы доизвлечения связаны с бурением горизонтальных и разветвленных горизонтальных скважин и вытеснением нефти водными растворами ПАВ (включая ионные системы); для залежей объекта-полигона группы 5 доизвлечение остаточных запасов связано с применением потокорегулирующих технологий: ГОС, системная технология, ВВЭ, СМК, ССС; для совершенствования системы нефтеизвлечения объекта-полигона группы 6 рекомендуется применение кроме ГРП на добывающем фронте технологии Элтинокс/1,4, НПП «Гелий». Для совершенствования системы заводнения рекомендуется проведение технологий на основе термотропного состава РВ-ЗП-1 и Термо ГОС; перспективы доработки объекта-полигона группы 7 связаны с доразбуриванием залежей или переводом скважин с других горизонтов. Емкостно-фильтрационные свойства коллекторов характеризуются резкой изменчивостью и невыдержанностью по разрезу и площади. Не исключается введение скважин в эксплуатацию и проведение на них ГРП. Кроме того, необходимо формирование сначала площадной, а затем очагово-избирательной

системы ППД, особенно если предполагается применение ГРП на добывающем фонде скважин. С целью совершенствования очагово-избирательного заводнения рекомендуется создание оторочек с водными растворами ПАВ, ионные и смешанные системы для доотмыва остаточной нефти; для залежей объекта-полигона группы 8 перспективы доразработки связаны с применением МКС-2, (НСI+HF+Уксусная кислота); для залежей объекта-полигона группы 9 перспективы доразработки связаны с применением технологий ЭС, ЭСС, ССС; для залежей объекта-полигона группы 10 перспективы доразработки связаны с применением технологий Гелий 1К-2 и Элтинокс; для залежей объекта-полигона группы 11 целесообразно просчитать эффективность применения композиций ПАВ, водогазового воздействия, технологии НСI+Синол, ИВВ; для залежей объекта-полигона группы 12 перспективы доразработки связаны с применением реагентов СНПХ-91, СНПХ-92, последовательной закачки АСК и мела, а также закачка волокнисто-дисперсной системы (ВДС); для повышения эффективности системы заводнения залежей объекта-полигона группы 13 необходимо применение осадкогелеобразующих технологий ГОС-1АС, ВДПС; для залежей объекта-полигона группы 14 перспективы доразработки связаны с проведением нестационарного заводнения и осадкообразующей технологии ССС; для повышения эффективности системы разработки залежей объекта-полигона группы 15 необходимо применение осадкообразующих технологий: ВДС, ВДПС, закачка оторочек ПДС с гелеобразующим компонентом; за пределами внешнего контура газоносности объекта-полигона группы 16 рекомендуется применять технологии «Геоварт» с добавлением неионогенного ПАВ (Неонол АФ9-12); на объекте-полигоне группы 17 рекомендуется бурение скважин с горизонтальным окончанием; на объекте-полигоне группы 18 рекомендуются технологии интенсификации: обработка смесью кислот (НСI+ИВВ-1+HF+Борная кислота), Хемико; перспективы доразработки залежей объекта-полигона группы 19 связаны с изменением направлений фильтрационных потоков для повышения охвата пласта заводнением и подключением в разработку остаточных запасов застойных и слабодренируемых зон технологиями на основе обратных эмульсий ЭС, ЭСС и комплексными обработками, включающими обработку нагнетательных и добывающих скважин по этим технологиям.

## ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ

На основании проведенного анализа и обобщения теории и практики разработки месторождений, находящихся длительное время в разработке в условиях Западно-Сибирской и Волго-Уральской нефтегазоносных провинций, получены следующие основные выводы и результаты:

1 Проведено группирование и идентификация более 545 залежей нефти в терригенных коллекторах ЗСНГП с использованием предложенной концепции методологии проведения исследований. На основе предложенного алгоритма выделено девятнадцать групп объектов по параметрам, характеризующим геолого-физические и физико-химические свойства пластов и насыщающих их флюидов, оказывающим превалирующее влияние на процесс нефтеизвлечения и используемым при подсчете запасов нефти и проектировании систем разработки. Установлено существенное влияние фактора тектонико-стратиграфической приуроченности объектов в формировании особенностей геологического строения. Разработан комплекс алгоритмов и методик, позволяющих эффективно использовать метод аналогий в решении широкого круга проблем, возникающих как при эксплуатации залежей, находящихся в разработке, так и находящихся на стадии составления первых проектных документов. Установлены случаи миграции объектов в режиме реального времени в условиях факторных плоскостей в результате получения дополнительной информации. Получены решения, позволяющие проводить процедуры как выбора объекта для зарекомендовавших себя технологий, методов и систем, так и выбора технологий, методов и систем для объекта. Созданы блок-схемы отдельно по системам, позволяющие расширять области применения эффективных технологий с минимальными рисками. Предложенный комплекс алгоритмов позволяет использовать метод аналогий для систематизации и адресного использования существующей научно-методической базы знаний и дополненной и развитой в данном исследовании, а также для фильтрации информации, снятия неопределенностей в условиях низкой её плотности, получения возможности принятия решений в режиме реального времени, снижения вероятности принятия ошибочных решений, обоснования трендов достижения целей с целью

повышения эффективности управления разработкой залежей.

2 Предложена методологическая концепция, сформулированы требования, разработана и реализована единая комплексная унифицированная методика геолого-промыслового анализа и обобщения эффективности воздействия на призабойную зону пласта. Методика основана на использовании разумной достаточности информации о процессах для решения задач выбора технологий, скважин, условий и параметров воздействия, перечня однородной и идентичной информации, имеющейся у недропользователей, комплекса критериев эффективности, отражающих различные стороны процесса воздействия, и позволяет объективно и всесторонне сравнивать результаты различных методов воздействия на ПЗП, создавать базу для объективного выбора технологий в различных условиях, выбирать технологию по тому показателю эффективности, который позволяет удовлетворить потребности предприятий с учетом конкретных текущих реалий. В условиях различных групп объектов выявлены наиболее информативные геолого-технологические параметры, оказывающие преобладающее влияние на успешность проведения различных видов воздействий. Установлены условия наиболее эффективного их применения. Дана физическая интерпретация полученных результатов. Предложен аппарат, позволяющий с использованием СДК и КДА устранять ряд неопределенностей при решении задач, направленных на повышение однозначности диагностирования эффективности воздействия, устранять влияние «псевдоэффекта» при оценке результатов, проведение адаптации технологий воздействия к конкретным геологическим условиям и адресное воздействие с учетом фактора времени. Для оценки эффективности различных видов воздействия получены модели, позволяющие по различным группам объектов по семи параметрам осуществлять прогноз в различных стадиях разработки при различных объемах исходной информации с учетом различных сценариев развития внешних и внутренних условий функционирования предприятий. Предложен комплексный параметр эффективности, позволяющий устранить противоречие между приростом дебита и увеличением обводненности и решать проблемы прогноза по единому критерию. Предложено для обоснования принимаемых решений и минимизации рисков строить на залежах карты изолиний СДК в режиме реального времени с

выделением зон однозначного ответа при прогнозировании и зон неопределенности и наложением на них изолиний любого параметра эффективности, расчет которого возможен для трех вариантов сценариев (в зависимости от стадийности разработки месторождений). Установлено существенное влияние фактора времени на результативность воздействия. Для снижения негативного влияния этого фактора на эффективность проведения мероприятий по стабилизации и интенсификации добычи нефти предложен алгоритм, позволяющий обосновывать соответствующие технологические показатели воздействия дифференцированно по объектам и методам с использованием полученных геолого-статистических моделей. Полученные результаты, методики и алгоритмы позволяют проводить геолого-технологическое обоснование решений, направленных на повышение эффективности управления активами с использованием методов воздействия на ПЗП.

3 Установлено, что для решения одних и тех же методических вопросов при анализе и обобщении опыта заводнения залежей требуются различные алгоритмы, в отдельных случаях возможна их унификация как в условиях отдельных групп, так и внутри них. Предложен комплекс алгоритмов, основанных на использовании полученных распределений и геолого-статистических моделей, позволяющих выбирать плотность сетки скважин на участках с различными геолого-физическими свойствами пластов и флюидов и устанавливать степень допустимого её разрежения, определять добывающие скважины для перевода их под нагнетание, прогнозировать степень гидродинамического взаимодействия скважин, путем обоснованного выбора расстояний между скважинами и регулирования параметров заводнения повышать успешность закачки в пласт воды и достигать максимально возможного соответствия параметров заводнения особенностям геологического строения залежей при совершенствовании систем разработки. Предложен алгоритм снижения степени неопределенности при диагностировании взаимодействия скважин с использованием СДК, и параметров успешности заводнения, которые в комплексе включают в себя наиболее информативные параметры и позволяют дифференцированно по группам объектов обосновывать перевод добывающих скважин под нагнетание, бурение дополнительных скважин, перевод скважин с других горизонтов и решать ряд

других задач повышения эффективности выработки запасов на залежах, находящихся в разработке, а также с использованием метода аналогий определять стратегию разбуривания, необходимость использования нетрадиционных подходов к организации заводнения и добычи на залежах, выходящих из разведки.

4 Для учета микронеоднородности коллекторов вдоль линии фильтрации впервые предложена и проанализирована «гантельная» модель. Создана математическая модель, позволяющая оценить коэффициент вытеснения по данным геофизических исследований скважин с учетом микронеоднородности и гидрофобизации продуктивного пласта. Показана возможность использования разработанной модели прогноза коэффициента вытеснения нефти водой на основе идентификации объектов.

5 На основании выполненного комплексного скрининга методов воздействия на пласты, проведенного с учетом выявленных тенденций поведения основных показателей разработки типичных объектов, уточненных и дополненных критериев применимости гидродинамических, физико-химических и физических методов и подтвержденных расчетами на базовых математических моделях, обоснованы группы технологий повышения нефтеотдачи для геолого-физических условий исследованных месторождений и оценены диапазоны приростов извлекаемых запасов в результате применения отобранных методов.

В то же время необходимо продолжать исследования в направлении, заданном в представленной работе, для получения возможности решения задач повышения эффективности управления объектами добычи жидких углеводородов в других нефтегазоносных регионах во всем спектре изменения значений параметров, характеризующих геологическое строение залежей, находящихся в разработке, а также по мере ввода в эксплуатацию объектов, находящихся в иных геологических условиях, по мере создания новой техники, аппаратуры и методов мониторинга, инновационных технологий разработки месторождений, по мере появления новых знаний о пласте и процессах, протекающих в нём.

**Список работ, опубликованных автором по теме диссертации:**

*– в монографиях:*

1. Мухаметшин, В.В. Обобщение опыта проведения соляно-кислотных обработок с целью повышения эффективности контроля и регулирования

процесса воздействия в условиях залежей высоковязкой нефти турнейского яруса [Текст]: монография / В.В. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2005. – 114 с.

2. Зейгман, Ю.В. Обобщение опыта заводнения залежей высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах с целью повышения эффективности воздействия на пласт [Текст]: учебное пособие / Ю.В. Зейгман, В.В. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2009. – 134 с.

3. Кнеллер, Л.Е. Геофизические исследования скважин [Текст]: учебное пособие / Л.Е. Кнеллер, Р.Т. Ахметов, В.В. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – 145 с.

4. Технологии ограничения водопритока с использованием гелеобразующих составов [Текст]: учебное пособие / Г.С. Дубинский, В.Е. Андреев, В.В. Мухаметшин, Р.Т. Ахметов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – 203 с.

5. Андреев, А.В. Технологии интенсификации притока из сложнопостроенных карбонатных пластов на основе кислотного воздействия [Текст]: монография / А.В. Андреев, Г.С. Дубинский, В.В. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – 182 с.

6. Ахметов, Р.Т. Смачиваемость и параметры пустотного пространства продуктивных пластов [Текст]: монография / Р.Т. Ахметов, В.В. Мухаметшин, А.В. Андреев. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – 104 с.

7. Мухаметшин, В.В. Идентификация и группирование залежей для использования метода аналогий в решении задач повышения эффективности управления ресурсами жидких углеводородов [Текст]: монография / В.В. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. – 176 с.

8. Мухаметшин, В.В. Управление активами с использованием воздействия на призабойную зону скважин [Текст]: монография / В.В. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. – 168 с.

9. Мухаметшин, В.В. Повышение эффективности управления активами с использованием заводнения продуктивных пластов [Текст]: учебное пособие / В.В. Мухаметшин, Л.С. Кулешова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. – 153 с.

10. Кадыров, Р.Р. Технология ремонтно-изоляционных работ на нефтяных скважинах с использованием тампонирующих материалов на органической и неорганической основе [Текст]: учебное пособие / Р.Р. Кадыров, В.В. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. – 194 с.

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

11. Мухаметшин, В.В. Адаптация соляно-кислотного воздействия на залежах в карбонатных коллекторах [Текст] / В.В. Мухаметшин // Нефтегазовое дело. – 2006. – Т. 4. – № 1. – С. 127-131. – DOI: 10.17122/ngdelo-2006-1-127-131.

12. Мухаметшин, В.В. О решении проблем заводнения залежей высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах [Текст] / В.В. Мухаметшин // Записки горного института. – 2008. – Т. 174. – С. 50-52.

13. Зейгман, Ю.В. Обоснование соответствия систем заводнения особенностям геологического строения залежей [Текст] / Ю.В. Зейгман, В.В. Мухаметшин // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 5. – С. 10-12.

14. К проблеме учета добычи нефти и газа по объектам разработки [Текст] / Д.К. Сагитов, В.Э. Халикова, А.С. Мороз, В.В. Мухаметшин, А.А. Сахибгареев // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 9. – С. 5-9.

15. Группирование объектов разработки при проектировании мероприятий по увеличению нефтеотдачи [Текст] / В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, А.В. Чибисов, Р.Т. Ахметов, С.А. Яскин, В.В. Мухаметшин, А.Р. Хафизов // Нефтегазовое дело. – 2015. – Т. 13. – № 4. – С. 89-96. – DOI: 10.17122/ngdelo-2015-4-89-96.

16. Прогнозирование применения ПАВ-щелочного воздействия на объектах разработки Урьевского и Поточного месторождений ТПП «Лангепаснефтегаз» [Текст] / С.А. Яскин, В.Е. Андреев, А.П. Чижев, А.В. Чибисов, В.В. Мухаметшин, А.П. Аверьянов // Нефтегазовое дело. – 2015. – Т. 13. – № 4. – С. 132-136. – DOI: 10.17122/ngdelo-2015-4-132-136.

17. Оценка риска прорыва газа при эксплуатации нефтегазоконденсатных скважин Пякяхинского месторождения [Текст] / А.А. Потрясов, А.С. Мороз, И.Р. Сафиуллин, В.В. Мухаметшин // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2015. – № 10. – С. 40-42.

18. Мухаметшин, В.В. Оценка потенциальных добывных возможностей скважин по геолого-геофизическим и промысловым данным [Текст] / В.В. Мухаметшин // Нефтегазовое дело. – 2016. – Т. 14. – № 2. – С. 61-64. – DOI: 10.17122/ngdelo-2016-2-61-64.

19. Планирование эффективных комплексных технологий увеличения нефтеотдачи с уменьшением обводненности продукции скважин и интенсификации добычи нефти для условий месторождений ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» [Текст] / Д.А. Баталов, С.А. Яскин, В.В. Мухаметшин, В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – № 3 (105). – С. 9-18.

20. Сравнительный анализ прогнозной эффективности осадкогелеобразующих технологий увеличения нефтеотдачи в условиях месторождений ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» [Текст] / Д.А. Баталов, В.В. Мухаметшин, В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, К.М. Федоров // Нефтегазовое дело. – 2016. – Т. 14. – № 3. – С. 40-46. – DOI: 10.17122/ngdelo-2016-3-40-46.

21. Методические аспекты дизайна глинокислотных обработок призабойных зон скважин [Текст] / Д.А. Баталов, В.В. Мухаметшин, В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, К.М. Федоров // Нефтегазовое дело. – 2016. – Т. 14. – № 3. – С. 47-54. – DOI: 10.17122/ngdelo-2016-3-47-54.

22. Прогнозирование применения нестационарного заводнения / Д.А. Баталов, В.В. Мухаметшин, В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – № 4 (106). – С. 67-73.

23. Ахметов, Р.Т. Водоудерживающая способность и смачиваемость продуктивных пластов [Текст] / Р.Т. Ахметов, В.В. Мухаметшин // Нефтегазовое дело. – 2016. – Т. 14. – № 2. – С. 34-37. – DOI: 10.17122/ngdelo-2016-2-34-37.

24. Прогноз показателя смачиваемости продуктивных пластов по объемному содержанию остаточной воды [Текст] / Р.Т. Ахметов, Ю.В. Зейгман, В.В. Мухаметшин, А.В. Андреев, Ш.Х. Султанов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 2. – С. 39-43.

25. Новые тампонирующие материалы на основе модифицированного цемента и полимеров [Текст] / В.В. Мухаметшин, Р.Р. Кадыров, А.С. Жиркеев, Ю.В. Зейгман // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 1. – С. 41-46.

26. Мухаметшин, В.В. О необходимости и создании единого комплексного метода геолого-промыслового анализа и обобщения эффективности воздействия

на призабойную зону пласта [Текст] / В.В. Мухаметшин // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 4. – С. 80-84. – DOI: 10.24887/0028-2448-2017-4-80-84.

27. Ахметов, Р.Т. Интерпретация кривых капиллярного давления при смешанной смачиваемости [Текст] / Р.Т. Ахметов, В.В. Мухаметшин, А.В. Андреев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 4. – С. 40-43.

28. Мухаметшин, В.В. Геолого-статистическое моделирование и его использование для повышения эффективности обработки призабойной зоны пласта [Текст] / В.В. Мухаметшин // Нефтегазовое дело. – 2017. – Т. 15. – № 1. – С. 91-94. – DOI: 10.17122/ngdelo-2017-1-91-94.

29. Ограничение водопритока в горизонтальных скважинах на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами нефти [Текст] / Р.Р. Кадыров, Р.Х. Низаев, А.Ф. Яртиева, В.В. Мухаметшин // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 5. – С. 44-47. – DOI: 10.24887/0028-2448-2017-5-44-47.

30. К вопросу выбора технологии кислотного воздействия для интенсификации добычи нефти [Текст] / Ю.В. Зейгман, А.В. Лысенков, В.В. Мухаметшин, Ш.Х. Султанов, Ю.А. Котенёв // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 6. – С. 44-50.

31. Снижение рисков принятия низкоэффективных управляющих решений при использовании кислотных составов, предотвращающих эмульсионобразование [Текст] / В.В. Мухаметшин, В.Е. Андреев, Ю.В. Зейгман, Ю.А. Котенев, Ш.Х. Султанов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 5. – С. 36-42.

32. Создание и исследование комплекса технологий и технических средств обеспечения круглогодичного, регулируемого заводнения продуктивных пластов [Текст] / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Кадыров, Л.С. Кулешова, В.В. Мухаметшин, Р.Б. Фаттахов, Ш.Г. Мингулов // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 5. – С. 19-24.

33. Мухаметшин, В.В. О необходимости планирования проведения мероприятий по интенсификации добычи нефти с использованием соляно-кислотных растворов в режиме реального времени [Текст] / В.В. Мухаметшин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 3. – С. 66-71.

34. Мухаметшин, В.В. Устранение неопределенностей при решении задач воздействия на призабойную зону скважин [Текст] / В.В. Мухаметшин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328. – № 7. – С. 40-50.

35. Ахметов, Р.Т. Методика прогноза остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения по данным геофизических исследований для оценки эффективности применения нанотехнологий [Текст] / Р.Т. Ахметов, А.В. Андреев, В.В. Мухаметшин // Нанотехнологии в строительстве. – 2017. – Т. 9. – № 5. – С. 116-133. – DOI: 10.15828/2075-8545-2017-9-5-116-133.

36. Мухаметшин, В.В. Влияние нанодобавок на механические и водоизолирующие свойства составов на основе цемента [Текст] / В.В. Мухаметшин, Р.Р. Кадыров // Нанотехнологии в строительстве. – 2017. – Т. 9. – № 6. – С. 18-36. – DOI: 10.15828/2075-8545-2017-9-6-18-36.

37. Хисамов Р.С. Технология ограничения притока подошвенных вод в скважинах / Р.С. Хисамов, Г.С. Абдрахманов, Р.Р. Кадыров, В.В. Мухаметшин // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 11. – С. 126–128. DOI: 10.24887 / 0028-2448-2017-11-126-128.

38. Системное решение технологических проблем заканчивания строительства скважин [Текст] / В.Н. Поляков, Ю.В. Зейгман, Ю.А. Котенёв, В.В. Мухаметшин, Ш.Х. Султанов, А.П. Чижов // Нанотехнологии в строительстве. – 2018. – Т. 10. – № 1. – С. 72-87. – DOI: 10.15828/2075-8545-2018-10-1-72-87.

39. Мухаметшин, В.В. Повышение эффективности оценки результативности технологий, направленных на расширение использования ресурсной базы месторождений с трудноизвлекаемыми запасами [Текст] / В.В. Мухаметшин, В.Е. Андреев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 8. – С. 30-36.

40. Мухаметшин, В.В. Обоснование трендов повышения степени выработки запасов нефти нижнемеловых отложений Западной Сибири на основе идентификации объектов [Текст] / В.В. Мухаметшин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 5. – С. 117–124.

41. Мухаметшин, В.В. Оценка эффективности использования нанотехнологий после завершения строительства скважин, направленных на ускорение ввода месторождений нефти в разработку [Текст] / В.В. Мухаметшин // Нанотехнологии в строительстве. – 2018. – Том 10, № 1. – С. 113–131. DOI: 10.15828/2075-8545-2018-10-1-113-131.

42. Рогачёв, М.К. Контроль и регулирование процесса солянокислотного воздействия на призабойную зону скважин по геолого-промысловым данным [Текст] / М.К. Рогачёв, В.В. Мухаметшин // Записки Горного института. – 2018. – Т. 231. – С. 275-280. DOI: 10.25515/PMI.2018.3.275.

43. Эффективность нестационарного заводнения в процессе изменения горно-геологических условий эксплуатации продуктивных пластов [Текст] / В.И. Хохлов, Ш.С. Галимов, Ю.А. Котенёв, Ш.Х. Султанов, В.В. Мухаметшин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 1. – С. 54-58.

44. О необходимости и достаточности использования данных геофизических исследований при выборе скважин и технологий воздействия на призабойную зону пласта [Текст] / В.В. Мухаметшин, А.В. Андреев, Ш.Х. Султанов, Ю.А. Котенёв // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 1. – С. 50-54.

45. Геолого-технологический скрининг методов воздействия на пласты [Текст] / С.А. Яскин, В.В. Мухаметшин, В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, А.П. Чижов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 2. – С. 49–55. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-2-49-55.

46. Диагностика источников водопритока и планирование технологий интенсификации притока нефти в скважины с ограничением водопритоков [Текст] / Д.А. Баталов, Г.С. Дубинский, А.Н. Куликов, В.В. Мухаметшин, Ш.Х. Султанов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 2. – С. 42–48. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-2-42-48.

47. Повышение эффективности выработки запасов нефти юрских отложений Шаимского региона / А.В. Стенькин, Ю.А. Котенёв, Ш.Х. Султанов, В.В. Мухаметшин, В.В. Никифоров // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 4. – С. 53–57. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-4-53-57.

48. Условия эффективного применения физико-химических методов

увеличения нефтеотдачи в неоднородных пластах Когалымского региона / Д.А. Шестаков, И.Р. Насыбуллин, Ю.А. Котенев, Д.Ю. Чудинова, Ш.Х. Султанов, В.В. Мухаметшин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 4. – С. 66–72. DOI: 10.30713/2412-5011-2018-4-66-72.

49. Мухаметшин, В.В. Кластеризация залежей юрского возраста Западной Сибири для ускорения ввода их в эксплуатацию [Текст] / В.В. Мухаметшин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 3. – С. 63–68. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-3-63-68.

50. Геолого-промысловое обоснование методов воздействия на пласт на примере эксплуатационных объектов месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [Текст] / В.В. Мухаметшин, В.Е. Андреев, Р.Р. Хузин, Л.С. Кулешова, А.П. Чижов, А.В. Чибисов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 10. – С. 40–45. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-8-40-45.

51. Ахметов, Р.Т. Учет влияния гидрофобизации на остаточную нефтенасыщенность продуктивных пластов Западной Сибири [Текст] / Р.Т. Ахметов, В.В. Мухаметшин, Л.С. Кулешова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 10. – С. 52–55. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-10-52-55.

52. Результаты геолого-технологического обоснования методов воздействия на остаточные запасы в условиях Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [Текст] / В.Е. Андреев, Р.Р. Хузин, В.В. Мухаметшин, Л.С. Кулешова, А.П. Чижов, А.В. Чибисов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 11. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-11-67-71.

53. Мухаметшин, В.В. Методика прогноза коэффициента вытеснения с учетом гидрофобизации пласта по данным геофизических исследований скважин [Текст] / В.В. Мухаметшин, Р.Т. Ахметов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 11. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-11-59-62.

– в зарубежных изданиях:

54. The usage of principles of system geological-technological forecasting in the justification of the recovery methods [Text] / V.V. Mukhametshin, V.E. Andreev, G.S. Dubinsky, Sh.Kh. Sultanov, R.T. Akhmetov // SOCAR Proceedings. – 2016. – № 3. – P. 46-51. – DOI: 10.5510/OGP20160300288.

55. Akhmetov, R.T. Assessment productive formation wettability according to oilfield geophysics [Text] / R.T. Akhmetov, A.V. Andreev, V.V. Mukhametshin // XIII International scientific-practical Conference «Problems of economics, organization and management in Russia and in the world» (23 December 2016) / editor-in-chief N.V. Uvarina. – Prague, Czech Republic: WORLD PRESS publishing house s. r.o., 2017. – P. 14-17.

56. Mukhametshin, V.V. Search and argumentation of decisions aimed at increasing the efficiency of bottom-hole zone stimulation in oil accumulations with challenged reserves [Electronic resource] / V.V. Mukhametshin, V.E. Andreev // SPE Russian Petroleum Technology Conference (Moscow, 16-18 October 2017) / the team of authors. – M.: Society of Petroleum Engineers, 2017. – DOI: 10.2118/187785-MS.

57. Akhmetov, R.T. A quantitative assessment method of the productive formation wettability indicator according to the data of geophysical surveys [Electronic resource] / R.T. Akhmetov, V.V. Mukhametshin, A.V. Andreev // SPE Russian

Petroleum Technology Conference (Moscow, 16-18 October 2017) / the team of authors. – M.: Society of Petroleum Engineers, 2017. – DOI: 10.2118/187907-MS.

58. Some testing results of productive strata wettability index forecasting technique [Text] / R.T. Akhmetov, V.V. Mukhametshin, A.V. Andreev, Sh.Kh. Sultanov // *SOCAR Proceedings*. – 2017. – № 4. – P. 83-87. – DOI: 10.5510/OGP20170400334.

59. Akhmetov R.T., Mukhametshin V.V. Range of application of the Brooks-Corey model for approximation of capillary curves in reservoirs of Western Siberia // *Proceedings of the International Conference "Actual Issues of Mechanical Engineering" (AIME 2018)*. Part of series: *Advances in Engineering Research (AER)* / ed. B.V. Malozyomov. – Netherlands: Atlantis Press, 2018. – Vol. 157. – P. 5–8. DOI: 10.2991/aime-18.2018.2.

60. Akhmetov R.T., Mukhametshin V.V. Estimation of displacement coefficient with due account for hydrophobization of reservoir using geophysical data of wells // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. – 2018. – Vol. 194 (062001). – P. 1-5. DOI: 10.1088/1755-1315/194/6/062001.

61. Laboratory grounding of waterproofing sealant based on acrylic polymers / D.A. Batalov, V.V. Mukhametshin, G.S. Dubinsky, V.E. Andreev // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. – 2018. – Vol. 194 (042003). – P. 1-5. DOI: 10.1088/1755-1315/194/4/042003.

62. Mukhametshin V.V. Bottomhole formation zone treatment process modelling with the use geological and geophysical information // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. – 2018. – Vol. 194. (022024). – P. 1-5. DOI: 10.1088/1755-1315/194/2/022024.

63. Forecasting the parameters of non-stationary water flooding of oil deposits / S.A. Yaskin, V.V. Mukhametshin, V.E. Andreev, G.S. Dubinsky // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. – 2018. – Vol. 194 (062037). – P. 1-5. DOI: 10.1088/1755-1315/194/6/062037.

– в других изданиях и материалах различных конференций и семинаров:

64. Мухаметшин, В.В. Гидродинамический метод извлечения остаточной нефти в прикровельной части песчаных пластов [Текст] / В.В. Мухаметшин // *Материалы 55-ой научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых: тезисы докладов / коллектив авторов*. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2004. – Кн. 1. – С. 70-71.

65. Зейгман, Ю.В. Геолого-статистическое моделирование эффективности соляно-кислотного воздействия (СКВ) [Текст] / Ю.В. Зейгман, В.В. Мухаметшин // *Актуальные проблемы нефтегазового дела: сборник научных трудов в 4-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]*. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2006. – Т. 1. – С. 136-141.

66. Мухаметшин, В.В. Геолого-технологическое обоснование повышения успешности соляно-кислотных обработок (СКО) скважин [Текст] / В.В. Мухаметшин // *Актуальные проблемы нефтегазового дела: сборник научных трудов в 4-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]*. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2006. – Т. 2. – С. 83-87.

67. Мухаметшин, В.В. Использование дискриминантного анализа для повышения успешности проведения воздействия на призабойную зону пласта [Текст] / В.В. Мухаметшин // *Проблемы нефтегазового дела: тезисы докладов Международной научно-технической конференции, посвященной 50-летию*

филиала УГНТУ в г. Октябрьском (27 октября 2006 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2006. – С. 28-29.

68. Мухаметшин, В.В. Обоснование технологических решений при проведении соляно-кислотных обработок (СКО) скважин [Текст] / В.В. Мухаметшин // Проблемы нефтегазового дела: тезисы докладов Международной научно-технической конференции, посвященной 50-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском (27 октября 2006 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2006. – С. 30-31.

69. Мухаметшин, В.В. О повышении успешности проведения соляно-кислотных обработок в условиях турнейских залежей высоковязкой нефти [Текст] / В.В. Мухаметшин // Проблемы нефтегазового дела: тезисы докладов Международной научно-технической конференции, посвященной 50-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском (27 октября 2006 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2006. – С. 31-32.

70. Мухаметшин, В.В. К вопросу об оценке эффективности воздействия на призабойную зону скважин [Текст] / В.В. Мухаметшин // Нефть и газ – 2006. Секция «Разработка нефтяных и газовых месторождений, бурение скважин»: тезисы докладов 60-ой Юбилейной Межвузовской студенческой научной конференции / коллектив авторов. – М.: Изд-во РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. – С. 8.

71. Мухаметшин, В.В. Создание методических основ повышения эффективности проведения соляно-кислотных обработок скважин [Текст] / В.В. Мухаметшин // Сборник докладов научно-технической конференции, посвященной 50-летию ТатНИПИнефть / коллектив авторов. – Бугульма: Нефтяное хозяйство, 2006. – С. 287-290.

72. Мухаметшин, В.В. Геолого-промысловое обоснование для решения задач оптимизации очагового заводнения залежей высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах [Текст] / В.В. Мухаметшин // Нефть и газ – 2007. Секция «Разработка нефтяных и газовых месторождений, бурение скважин»: материалы 61-ой студенческой научной конференции / коллектив авторов. – М.: Нефть и газ, 2007. – С. 106.

73. Мухаметшин, В.В. Обобщение опыта проведения соляно-кислотных обработок в условиях залежей высоковязкой нефти северо-западной части Башкортостана [Текст] / В.В. Мухаметшин, Т.Ф. Салимгареев, Ю.В. Зейгман // 60-я научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых: материалы конференции, посвященной 60-летию УГНТУ / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2009. – Кн. 1. – С. 244-245.

74. Мухаметшин, В.В. Создание научно обоснованных методик выбора технологических параметров соляно-кислотного воздействия (СКВ) [Текст] / В.В. Мухаметшин, Т.Ф. Салимгареев, Ю.В. Зейгман // 60-я научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых: материалы конференции, посвященной 60-летию УГНТУ / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2009. – Кн. 1. – С. 245-246.

75. Зейгман, Ю.В. Выбор расстояний между скважинами для повышения эффективности заводнения по залежам в терригенных коллекторах [Текст] / Ю.В. Зейгман, В.В. Мухаметшин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2011: сборник научных трудов Международной научно-технической конференции

(Октябрьский, 2 декабря 2011 г.): в 2-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 112-116.

76. Мухаметшин, В.В. Прогноз эффективности СКО в терригенных коллекторах месторождений Когалымского региона [Текст] / В.В. Мухаметшин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2011: сборник научных трудов Международной научно-технической конференции (Октябрьский, 2 декабря 2011 г.): в 2-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 141-143.

77. Мухаметшин, В.В. Экспресс-метод обоснования повышения успешности проведения соляно-кислотных обработок (СКО) [Текст] / В.В. Мухаметшин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2011: сборник научных трудов – Международной научно-технической конференции (Октябрьский, 2 декабря 2011 г.): в 2-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 144-149.

78. Мухаметшин, В.В. Повышение эффективности ОПЗ с использованием геолого-статистического моделирования [Текст] / В.В. Мухаметшин // Сборник докладов XIV конкурса молодых работников и специалистов ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь» / коллектив авторов. – Когалым: [б.и.], 2012. – С. 20-25.

79. Баталов, Д.А. Обобщение результатов лабораторных исследований для адаптации технологий воздействия на пласты для условий месторождений ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь» [Текст] / Д.А. Баталов, В.В. Мухаметшин, Г.С. Дубинский // Научные преобразования в эпоху глобализации: сборник статей Международной научно-практической конференции (Екатеринбург, 18 декабря 2015 г.): в 2-х т. / отв. ред. А.А. Сукиасян [и др.]. – Уфа: ОМЕГА САЙНС, 2015. – Т. 2. – С. 304-306.

80. Перспективы применения гидроразрыва пласта для интенсификации отбора запасов нефти и увеличения нефтеотдачи [Текст] / В.Е. Андреев, Д.А. Баталов, Г.С. Дубинский, В.В. Мухаметшин // Энергоэффективность. Проблемы и решения: материалы XV Международной научно-практической конференции (Уфа, 27 октября 2015 г.) / коллектив авторов. – Уфа: Институт проблем транспорта энергоресурсов Республики Башкортостан, 2015. – С. 109-110.

81. Прогнозирование ПАВ-щелочного воздействия на объектах разработки Лангепасской группы месторождений [Текст] / С.А. Яскин, В.В. Мухаметшин, В.Е. Андреев, А.В. Чибисов // Энергоэффективность. Проблемы и решения: материалы XV Международной научно-практической конференции (Уфа, 27 октября 2015 г.) / коллектив авторов. – Уфа: Институт проблем транспорта энергоресурсов Республики Башкортостан, 2015. – С. 117-118.

82. Исследования композиции на основе полиакрилонитрила с целью адаптации технологии для условий месторождений ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь» [Текст] / Д.А. Баталов, В.В. Мухаметшин, Г.С. Дубинский, В.Е. Андреев // Международный научный институт «EDUCATIO». – 2015. – № 11-2. – С. 139-143.

83. Баталов, Д.А. Математическое моделирование установки гелевых барьеров в призабойной зоне скважин [Текст] / Д.А. Баталов, В.В. Мухаметшин, Г.С. Дубинский // Приоритетные научные исследования и разработки: сборник статей Международной научно-практической конференции (Саратов, 13 февраля 2016 г.): в 3-х т. / отв. ред. А.А. Сукиасян. – Уфа: ОМЕГА САЙНС, 2016. – Т. 3. – С. 176-179.

84. Моделирование и прогнозирование эффективности технологий стимуляции скважин глинокислотным воздействием на призабойную зону [Текст] / Д.А. Баталов, В.В. Мухаметшин, В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов Международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском (25 марта 2016 г.): в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 117-131.

85. Анализ и адаптации технологий ограничения водопритока для условий месторождений ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь» [Текст] / Д.А. Баталов, В.В. Мухаметшин, В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов Международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском (25 марта 2016 г.): в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 131-136.

86. Комплексное обоснование и прогнозирование технологий воздействия на пласт и призабойную зону пласта на объектах разработки Лангепасской группы месторождений [Текст] / С.А. Яскин, В.В. Мухаметшин, Г.С. Дубинский, А.В. Чибисов, А.П. Чижов // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: сборник научных трудов / ред. кол. В.Е. Андреев [и др.]. – Вып. 5(10). – Уфа: Монография, 2016. – С. 197-203.

87. Оптимизация параметров циклического заводнения на Лас-Еганском месторождении [Текст] / Д.А. Баталов, В.В. Мухаметшин, В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: сборник научных трудов / ред. кол. В.Е. Андреев [и др.]. – Вып. 5(10). – Уфа: Монография, 2016. – С. 234-238.

88. Баталов, Д.А. Моделирование гелевых экранов в призабойной зоне пласта [Текст] / Д.А. Баталов, В.В. Мухаметшин, Г.С. Дубинский // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском (29 апреля 2016 г.): в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 45-48.

89. Яскин, С.А. Эффективность применения методов увеличения нефтеотдачи на объектах Лангепасской группы месторождений [Текст] / С.А. Яскин, В.В. Мухаметшин, А.В. Чибисов // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском (29 апреля 2016 г.): в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 330-334.

90. Ахметов, Р.Т. Количественная оценка параметров распределения поровых каналов [Текст] / Р.Т. Ахметов, В.В. Мухаметшин // Наука и образование: проблемы и пути их решения: сборник научных трудов по материалам Международной научно-практической конференции (Липецк, 10 октября 2016 г.) / коллектив авторов. – Липецк: Всероссийское общество изобретателей и рационализаторов, 2016. – С. 17-20.

91. Применения ПАВ-щелочного воздействия на объектах Лангепасского региона [Текст] / В.Е. Андреев, А.П. Чижов, С.А. Яскин, В.В. Мухаметшин // Нефтегазовый комплекс: проблемы и инновации: сборник тезисов докладов научно-практической конференции с международным участием (Самара, 19-21

октября 2016 г.) / отв. ред. В.К. Тян. – Самара: Изд-во Самарского государственного технического университет, 2016. – С. 17.

92. Адаптация воздействия на пласты для условий месторождений ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь» [Текст] / В.Е. Андреев, А.П. Чижов, С.А. Яскин, В.В. Мухаметшин // Нефтегазовый комплекс: проблемы и инновации: сборник тезисов докладов научно-практической конференции с международным участием (Самара, 19-21 октября 2016 г.) / отв. ред. В.К. Тян. – Самара: Изд-во Самарского государственного технического университет, 2016. – С. 18.

93. Ахметов, Р.Т. Оценка степени смачиваемости нефтенасыщенных коллекторов [Текст] / Р.Т. Ахметов, В.В. Мухаметшин, А.В. Андреев // Нефтегазовый комплекс: проблемы и инновации: сборник тезисов докладов научно-практической конференции с международным участием (Самара, 19-21 октября 2016 г.) / отв. ред. В.К. Тян. – Самара: Изд-во Самарского государственного технического университет, 2016. – С. 31.

94. Ахметов, Р.Т. Коэффициент вытеснения нефти водой и структура пустотного пространства [Текст] / Р.Т. Ахметов, А.В. Андреев, В.В. Мухаметшин // Нефтегазовый комплекс: проблемы и инновации: сборник тезисов докладов научно-практической конференции с международным участием (Самара, 19-21 октября 2016 г.) / отв. ред. В.К. Тян. – Самара: Изд-во Самарского государственного технического университет, 2016. – С. 32.

95. Ахметов, Р.Т. Современные представления о распределении остаточной нефти в пустотном пространстве продуктивного пласта [Текст] / Р.Т. Ахметов, В.В. Мухаметшин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции (31 марта 2017 г.): в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 1. – С. 20-22.

96. Прогноз применения комплексных технологий интенсификации добычи нефти, основанный на уточнении причин водопритока и их устранении / Д.А. Баталов, Г.С. Дубинский, А.Н. Куликов, В.В. Мухаметшин, Ш.Х. Султанов // Научно-технические технологии в решении проблем нефтегазового комплекса в год экологии в России: сборник материалов VII Международной научной конференции (Уфа, 28-29 ноября 2017) / отв. ред. К.Ш. Ямалетдинова. – Уфа: Изд-во БГУ, 2017. – С. 18-22.

97. Яскин, С.А. Прогноз и обоснование применения методов увеличения нефтеотдачи / С.А. Яскин, В.В. Мухаметшин, В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, А.П. Чижов // Научно-технические технологии в решении проблем нефтегазового комплекса в год экологии в России: сборник материалов VII Международной научной конференции (Уфа, 28-29 ноября 2017) / отв. ред. К.Ш. Ямалетдинова. – Уфа: Изд-во БГУ, 2017. – С. 169-174.

98. Мухаметшин, В.В. Применение потокоотклоняющих технологий для увеличения нефтеотдачи пластов [Текст] / В.В. Мухаметшин, А.А. Исламов, И.Р. Байбаков // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2018: материалы Международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 30 марта 2018 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. – Т. 1. – С. 139–142.