

На правах рукописи



КУЛЕШОВА ЛЮБОВЬ СЕРГЕЕВНА

**НАУЧНО-МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ СОЗДАНИЯ
ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА В РЕШЕНИИ ЗАДАЧ
ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ УПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТКОЙ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ КРУПНЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПРОВИНЦИЙ
В УСЛОВИЯХ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ**

**Специальность 2.8.3. – Горнопромышленная и нефтегазопромысловая
геология, геофизика, маркшейдерское дело и геометрия недр**

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
доктора геолого-минералогических наук

Уфа 2025

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

Мухаметшин Вячеслав Вячеславович
доктор технических наук, профессор

Официальные оппоненты:

Низаев Рамиль Хабутдинович

доктор технических наук, доцент
«ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»
им. В.Д. Шашина,
отдел разработки нефтяных месторождений,
ведущий научный сотрудник

Тюкавкина Ольга Валерьевна

доктор технических наук, доцент
ФГБОУ ВО «Российский государственный
геологоразведочный университет
имени Серго Орджоникидзе»,
кафедра геологии и разведки месторождений
углеводородов, профессор

Успенский Борис Вадимович

доктор геолого-минералогических наук, профессор
ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский)
федеральный университет», Институт геологии и
нефтегазовых технологий, кафедра геологии нефти
и газа имени академика А.А. Трофимука,
заведующий кафедрой

Ведущая организация

Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Кубанский государственный технологический
университет»
(ФГБОУ ВО «Куб ГТУ») (г. Краснодар)

Защита диссертации состоится «25» сентября 2025 года, в 14⁰⁰ ч., на заседании диссертационного совета 24.2.428.06 при ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» по адресу: 450064, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» и на сайте <https://rusoil.net/>.

Автореферат диссертации разослан «_____» _____ 2025 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета



Павлова Зухра Хасановна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования

Значительное увеличение количества объектов разработки, смещение структуры запасов в сторону трудноизвлекаемых, увеличение себестоимости добываемой продукции по залежам как находящимся в разработке, так и по вновь вводимым в пределах Западно-Сибирской (ЗСНГП) и Волго-Уральской (ВУНГП) нефтегазоносных провинций обуславливают рост значимости использования искусственного интеллекта в решении задач повышения эффективности эксплуатации этих объектов с целью увеличения рентабельности их разработки.

Широкое разнообразие объектов по параметрам, отражающим особенности геологического строения, свойства флюидов, насыщающих пласты, требует создания системы для обоснования и использования метода аналогий на основе идентификации залежей и выделения на различных уровнях однородных групп объектов. В пределах этих групп важно провести исследование процессов выработки запасов нефти с использованием различных технологий разработки и эксплуатации залежей и скважин с проведением процедур моделирования и созданием алгоритмов и методик для обоснования принятия управляющих решений, направленных на снижение издержек на добычу углеводородов.

Решение этой важной народно-хозяйственной задачи возможно на основе глубокого анализа и всестороннего обобщения теории и практики длительно разрабатываемых месторождений. Причем, важным моментом при этом является получение возможности решения задач в условиях наличия различного рода неопределенностей, возникающих в силу причин как объективного, так и субъективного характеров.

В этих условиях решение задач снижения рисков принятия ошибочных решений, направленных на повышение эффективности процесса нефтеизвлечения, невозможно без применения современных цифровых технологий и соответствующей научно-методической основы, что обуславливает безусловную актуальность темы диссертационной работы.

Степень разработанности темы

Значительный вклад в создание научно-методических основ обоснования управляющих решений, направленных на повышение эффективности разработки залежей природных углеводородов в различных геолого-промысловых условиях, внесли: Абдулмазитов Р. Г., Абызбаев И. И., Азаматов В. И., Алтунина Л. К., Андреев В. Е., Антониади Д. Г., Аширов К. Б., Бадьянов В. А., Бакиров И. М., Басниев К. С., Батурин Ю. Е., Борисов Ю. П., Бриллиант Л. С., Булыгин Д. В., Валиуллин Р. А., Вахромеев А. Г., Владимиров И. В., Гавура В. Е., Галкин В. И., Галкин С. В., Гиладев Г. Г., Гильманова Р. Х., Грачёв С. И., Гриценко А. И., Дементьев Л. Ф., Дияшев Р. Н., Дмитриевский А. Н., Добрынин В. М., Еремин Н. А., Ермилов О. М., Жданов С. А., Желтов Ю. П., Закиров С. Н., Закиров Э. С., Зарипов А. Т., Зейгман Ю. В., Золотухин А. Б., Ибатуллин Р. Р., Ибрагимов Г. З., Иванова М. М., Иктисанов В. А., Каневская

Р. Д., Керимов В. Ю., Ковалев В. С., Колганов В. И., Копытов А. В., Котенев Ю. А., Кудинов В. И., Кучумов Р. Я., Ленченкова Л. Е., Лобанков В. М., Лобусев А. В., Лобусев М.А., Лозин Е. В., Лысенко В. Д., Максимов В. М., Мардашов Д. В., Мартюшов Д. А., Масагутов Р. Х., Михайлов Н. Н., Мищенко И. Т., Муслимов Р. Х., Мухаметшин В. Ш., Мухаметшин Р. З., Мухарский Э. Д., Назарова Л. Н., Насыбуллин А. В., Низаев Р. Х., Нургалиев Д. К., Плотникова И. Н., Пономарев А. И., Пономарева И. Н., Рамазанов Р. Г., Рогачев М. К., Сазонов Б. Ф., Сагитов Д. К., Свалов А. М., Султанов С. А., Султанов Ш. Х., Сургучев М. Л., Сучков Б. М., Тер-Саркисов Р. М., Тимашев Э. М., Токарев М. А., Тульбович В. И., Тюкавкина О. В., Успенский Б. В., Фазлыев Р. Т., Фахретдинов Р. Н., Федоров К. М., Фурсов А. Я., Хавкин А. Я., Хайрединев Н. Ш., Халимов Э. М., Хакимзянов И. Н., Хасанов М. М., Хисамов Р. С., Хисамутдинов Н. И., Чарный И. А., Чоловский И. П., Шахвердиев А.Х., Шелепов В. В., Щелкачев В. Н., Шустер В. Л., Элланский М. М., Юсупов И. Г., Ямалетдинова К. Ш., Aguilera R., Alvarado V., Babu D. K., Butler R. M., Briones M., Donaldson E. C., Dyes A. B., Economides M. J., Ehlig-Economides C. A. ,Giger F. M., Goode P. A., Joshi S. D., Lichtenberger G. J., Mclachlan G. J., Nelson R. A., Oden A. S., Raghavan R., Suprunowicz R., Tiab D., Thambynayagam R. K. и др.

Однако исследования проводились в разное время, в условиях многочисленных объектов, зачастую без обозначения областей эффективного применения полученных результатов. При этом сложно сопоставлять полученные результаты между собой из-за использования различных параметров при проведении исследований и влияния фактора времени. Все это явилось основой для проведения систематизации процессов нефтеизвлечения, протекающих в различных геолого-промысловых условиях крупных нефтегазоносных провинций с обязательным созданием комплекса методик и алгоритмов для широкого использования информационных технологий с целью повышения эффективности разработки не только месторождений, находящихся в эксплуатации, но и вновь вводимых на основе широкого и обоснованного использования метода аналогий.

Цель диссертационной работы – создание научно-методической базы для реализации комплексного геолого-промыслового обоснования решений, направленных на повышение эффективности разработки залежей крупных нефтегазоносных провинций с использованием искусственного интеллекта в условиях неопределенностей.

Задачи исследования:

1. Выделение особенностей проведения процедуры идентификации объектов разработки на различных иерархических уровнях с созданием широкого комплекса алгоритмов и методик на основе использования различных объемов данных для эффективного решения задач анализа, проектирования, мониторинга и управления, в том числе с применением метода аналогий, в условиях неопределенности.

2. Провести моделирование продуктивности скважин и залежей по геолого-геофизическим данным в условиях неопределенностей, вызванных

отсутствием достоверных и достаточных данных гидродинамических исследований для реализации стратегии эффективной разработки залежей с использованием искусственного интеллекта.

3. Изучение особенностей процесса нефтеизвлечения дифференцировано по различным группам месторождений с созданием научно-методических основ использования цифровых технологий в решении задач повышения эффективности выработки запасов в условиях разработки залежей на естественных режимах.

4. Разработка методологической базы комплексного геолого-технологического обоснования решений для достижения целей повышения эффективности управления заводнением продуктивных пластов в условиях неоднородной информации о залежах.

Объект и предмет исследования

Объектом исследования являются залежи нефти Западно-Сибирской и Волго-Уральской нефтегазоносных провинций, находящиеся в разработке как в терригенных, так и в карбонатных коллекторах. Предметом исследования являются процессы выработки запасов нефти при эксплуатации залежей на естественных режимах и с использованием искусственного заводнения.

Научная новизна работы

1. Для обоснования и использования метода аналогий в условиях Волго-Уральской нефтегазоносной провинции разработаны алгоритмы идентификации залежей по тектонико-стратиграфическому принципу, на основе глубокой дифференциации, для стадий ввода в разработку и полного разбуривания, для условий крайней неопределенности по параметрам, определяющим эффективность процесса извлечения нефти. Установлены: - необходимость раздельного группирования объектов по крупным стратиграфическим элементам и типу коллектора; - основные группообразующие тектонико-стратиграфические элементы; - значимые параметры при идентификации в условиях различных тектонико-стратиграфических зон; - уникальные особенности выделенных групп объектов для расширения возможностей использования метода аналогий; - границы поиска залежей-аналогов в карбонатных коллекторах в различных стратиграфических комплексах. Доказана необходимость проведения процедуры идентификации во времени для определения степени перемещения объектов в процессе разработки между группами. Предложены алгоритмы отнесения объектов к категории нетрадиционных и расширения поиска областей объектов-аналогов для решения задач определения технологий для объектов и объектов для технологий, методика определения значимости параметров при идентификации объектов с учетом их корреляции.

2. Создан комплекс методических разработок и алгоритмов, позволяющих на основе предложенных моделей прогнозировать время очистки призабойной зоны, оценивать истинные значения продуктивности скважин и залежей и их удельных значений с использованием данных геолого-геофизических исследований в условиях различного рода неопределенностей, связанных с

отсутствием достаточного по объему и качеству гидродинамических исследований, текущей геолого-промысловой информации. Модели, построенные отдельно для условий групп объектов, приуроченных к различным тектонико-стратиграфическим элементам и на основе глубокой идентификации, предполагают использование различных объемов информации в зависимости от ее наличия и стадий разработки месторождений. Дано физическое толкование влияния геолого-физических и физико-химических параметров пластов и флюидов на продуктивность с учетом эмерджентности пластовых систем. Установлено, что динамика изменения относительной продуктивности в скважине определяется принадлежностью к группе объектов, степенью трещиноватости, геолого-физическими свойствами пластов. Определены временные периоды стабилизации продуктивности по группам объектов для снижения «шумов» при определении реальных значений продуктивности. Создан комплекс методик определения времени восстановления продуктивности по результатам исследований методом установившихся отборов в период очистки ПЗП, прогноза дебитов в период от освоения и до момента стабилизации дебита, оценки эффективности различных технологий вскрытия и воздействия на призабойную зону в период очистки и после стабилизации дебита.

3. Для условий разработки месторождений доказана необходимость проведения глубокой идентификации залежей для снижения погрешностей оценки выработки запасов на участках с различной продуктивностью и плотностью сетки скважин. Созданы модели для оценки конечного коэффициента извлечения нефти по выделенным группам объектов, предполагающие использование текущей геолого-промысловой информации в условиях дефицита данных гидродинамических исследований скважин. Установлено существенное влияние параметров геологической неоднородности на величину выработки запасов нефти, причем степень и характер их влияния в условиях выделенных групп объектов различны, что требует проведения процедуры прогноза через идентификацию и выбора соответствующей модели. Созданы геолого-статистические модели для оценки конечного коэффициента извлечения нефти на стадии ввода месторождений в разработку, предусматривающие использование набора геологических параметров, определение которых достаточно надежно производится на стадии составления проектных документов, а также использование различных значений плотности сетки добывающих скважин. Установлены сходства и различия геологических особенностей групп залежей, выделенных по тектонико-стратиграфическому принципу и в результате глубокой идентификации и их влияние на коэффициент нефтеизвлечения. Показано, что в условиях различных групп объектов на величину выработки запасов нефти оказывает влияние свой специфический набор геологических параметров, при этом вклад их в конечный результат различен, различны характер и степень влияния плотности сетки скважин, что является отражением влияния неучтенных факторов и нивелируется процедурой идентификации, последующей дифференциацией

объектов и использованием соответствующих моделей. Установлено, что увеличение степени трещиноватости пород-коллекторов приводит к росту степени выработки запасов при прочих равных условиях. На основе геолого-статистического моделирования построены модели и разработан алгоритм, позволяющие проводить оценку и прогнозирование значений конечных коэффициентов извлечения нефти залежей групп объектов, выделенных как с использованием тектонико-стратиграфического фактора, так и в результате глубокой идентификации внутри крупных тектонических и стратиграфических элементов. Установлено, что погрешности моделей, построенных по тектонико-стратиграфическим элементам, выше погрешностей моделей, построенных по группам объектов, выделенных в результате проведения глубокой идентификации внутри этих элементов, что необходимо учитывать при проведении оценок и прогнозировании коэффициентов извлечения нефти.

4. При разработке залежей с применением внутриконтурного заводнения дифференцированно по группам объектов созданы геолого-статистические модели и на их основе разработаны алгоритмы и методики снижения уровня неопределенности при оценке успешности заводнения, прогноза значений взаимнокорреляционных функций и максимального оптимального дебита скважин, выбора и совершенствования систем заводнения через обоснование перевода скважин под нагнетание и расстояний между ними по данным геофизических исследований, оценки конечного коэффициента извлечения нефти при использовании различных плотностей сеток скважин и систем заводнения по данным гидродинамических исследований, а также геофизических, с использованием различных объемов информации в зависимости от стадии разработки месторождений дифференцированно по группам объектов.

Для оценки взаимодействия добывающих и нагнетательных скважин предложено использовать полученные эмпирическим путем параметры успешности заводнения, критические и минимальные значения которых позволяют определять критические и максимальные расстояния между скважинами. Показано существенное снижение зон неопределенности при проведении глубокой идентификации залежей в плане прогноза успешности реализации внутриконтурного заводнения. Предложено для эффективного решения задач разработки использовать параметр интенсивности воздействия, который в комплексе включает в себя плотность сетки скважин, а также отношение количества добывающих и нагнетательных скважин и во многом определяет степень выработки запасов нефти. Показана необходимость дифференциации плотности сетки добывающих и систем размещения нагнетательных скважин по площади объектов разработки в зависимости от количественного влияния особенностей геологического строения залежей на вид кривой в координатах «конечный коэффициент извлечения нефти» – «параметр интенсивности воздействия». Дана физическая интерпретация влияния различных параметров на степень выработки запасов нефти на основе использования понятия эмерджентности геологических систем, что позволило

устранить противоречивые толкования этого влияния на конечный коэффициент извлечения нефти по сравнению с классическими представлениями.

Теоретическая и практическая значимость работы

Теоретическая значимость работы заключается в:

- разработке новых и совершенствовании существующих методологических подходов к созданию научно-методических основ повышения эффективности принятия решений, направленных на увеличение отдачи активов нефтяных компаний в условиях изменения структуры и доли трудноизвлекаемых запасов нефти, снижении себестоимости добычи углеводородов с использованием искусственного интеллекта в условиях интенсивного проявления различного рода неопределенностей;

- научном обосновании созданного комплекса алгоритмов и методик, основанных на их адресном использовании после проведения процедуры идентификации в зависимости от особенностей геологического строения объектов, их тектонико-стратиграфической приуроченности, специфики процесса нефтеизвлечения для снижения рисков принятия ошибочных управляющих решений при определении направления повышения эффективности добычи нефти с применением цифровых технологий.

Практическая значимость работы заключается в следующем:

1. Снижение рисков принятия низкоэффективных решений при управлении разработкой залежей в различных геолого-промысловых условиях при отсутствии необходимого объема данных гидродинамических исследований с использованием искусственного интеллекта.

2. Расширение ресурсной базы жидких углеводородов на основе применения разработанного комплекса методик и алгоритмов, позволяющих достигать максимального соответствия существующих технологий особенностям геологического строения низкорентабельных залежей через использование метода аналогий.

3. Полученные результаты могут быть использованы как на анализированных залежах для повышения эффективности извлечения остаточных запасов, так и на залежах-аналогах, в том числе и вводимых в разработку, с целью снижения себестоимости добываемой продукции.

4. Разработанная научно-методическая база использовалась при проектировании и управлении разработкой залежей нефти месторождений ВУНГП и ЗСНГП. Экономический эффект за последние 10 лет составил 435,9 млн рублей.

5. Результаты исследований внедрены в пяти нефтяных компаниях, а также в научно-исследовательских и проектных институтах.

6. Изданные восемь монографий используются в учебном процессе при подготовке студентов, обучающихся по программам специалитета – «Геология месторождений нефти и газа»; по программам бакалавриата – «Геология», «Нефтегазовая геология и геофизика» и магистратуры – «Геолого-

геофизические проблемы освоения месторождений нефти и газа» в ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет».

Методология и методы исследования

Исследования проводились с использованием методологического аппарата геолого-промыслового анализа и обобщения опыта эксплуатации длительно разрабатываемых месторождений.

Обработка данных лабораторных, геофизических и промысловых исследований для реализации процедур идентификации и моделирования процессов нефтеизвлечения проводилась с использованием методов математической статистики с привлечением современных программных продуктов для анализа больших массивов данных.

Положения, выносимые на защиту:

1. Комплекс алгоритмов и методик, позволяющих проводить идентификацию залежей нефти Волго-Уральской нефтегазоносной провинции на различных этапах разработки при значительной вариации имеющейся информации, в условиях наличия различного рода неопределенностей, с учетом необходимой глубины дифференциации объектов. Интерпретация результатов проведенных исследований. Физическое толкование приведенной процедуры дифференциации, группирования и идентификации объектов разработки.

2. Результаты моделирования продуктивности скважин и залежей с использованием данных геолого-геофизических и лабораторных исследований продуктивных пластов в условиях ограниченного объема гидродинамических исследований и наличия «шумов» при их проведении. Методики и алгоритмы обеспечения достаточности и достоверности определения значений продуктивности при решении актуальных задач управления процессами добычи нефти с использованием косвенных данных.

3. Научно-методические аспекты для принятия управляющих решений с использованием цифровых технологий на основе моделирования процесса нефтеизвлечения обобщением опыта разработки групп объектов, находящихся длительное время в эксплуатации на естественных режимах.

4. Методики и алгоритмы, позволяющие комплексно проводить геолого-технологическое обоснование повышения эффективности управления заводнением залежей с трудноизвлекаемыми запасами в условиях наличия неоднородной информации об условиях их разработки.

Степень достоверности и апробации результатов

Достоверность и обоснованность представленных в диссертации выводов и рекомендаций основана на использовании научно-методических аспектов, представленных в многочисленных исследованиях отечественных и зарубежных ученых; сравнении результатов, полученных иными широко апробированными методами, доказавшими свою достоверность; сопоставлении результатов оценки значений параметров на базе созданных моделей с фактическими геолого-промысловыми данными; сравнении результатов исследований с результатами, представленными ранее в трудах других ученых по рассматриваемой проблеме. Достоверность результатов проведенных

исследований подтверждается проведением опытно-промышленных работ на исследуемых объектах и объектах-аналогах.

Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на Международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском (г. Октябрьский, 2016); Международной научно-технической конференции ICIAM (г. Санкт-Петербург, 2017); Международной научно-технической конференции «Методы и технологии добычи трудноизвлекаемых запасов природных углеводородов» (г. Уфа, 2017); Международных научно-технических конференциях «Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering» (г. Санкт-Петербург, 2018, 2019); Международной научно-технической конференции «Actual Issues of Mechanical Engineering» (AIME, 2018) (г. Новосибирск, 2018); Международной конференции «Информационные технологии в бизнесе и производстве» (г. Новосибирск, 2019); Международных научно-технических конференциях «Современные технологии в нефтегазовом деле» (г. Октябрьский, 2019, 2020, 2021)⁴ Международной научно-технической конференции «International Conference on Mechanical Engineering, Automation and Control Systems» (г. Новосибирск, 2019); Международной научно-технической конференции «International Workshop on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering» (IPDME, 2019) (г. Санкт Петербург, 2019); Международной научно-технической конференции «High-Tech and Innovations in Research and Manufacturing» (HIRM, 2020) (г. Красноярск, 2020); Международной научно-технической конференции «International Conference on Information Technology in Business and Industry» (ITBI, 2020) (г. Новосибирск, 2020); Международной научно-технической конференции «International Conference on Extraction, Transport, Storage and Processing of Hydrocarbons & Materials» (ETSaP, 2020) (г. Тюмень, 2020); Международной научно-технической конференции «Earth sciences: history, contemporary issues and prospects» (EES, 2020) (г. Москва, 2020); Международной научно-технической конференции «International Conference on Mechanical Engineering, Automation and Control Systems» (MEACS, 2020) (г. Новосибирск, 2021); Международной научно-технической конференции «International Conference on Innovations, Physical Studies and Digitalization in Mining Engineering» (IPDME, 2020) (г. Санкт-Петербург, 2021); Международной научно-технической конференции «International Conference: Actual Issues of Mechanical Engineering» (AIME, 2020) (г. Санкт Петербург, 2021); Международной научно-технической конференции «International Conference on IT in Business and Industry» (ITBI, 2021) (г. Новосибирск, 2021); Международной научно-технической конференции «Earth sciences: history, contemporary issues and prospects» (ESHCIIP, 2021) (г. Москва, 2021); Международной научно-технической конференции «XIV Russian Conference on Petroleum and Mining Engineering» (PETMET, 2021) (г. Пермь, 2022); Международной научно-технической конференции «International Conference «High-tech and Innovations in Research and Manufacturing» (HIRM, 2021) (г. Красноярск, 2022); Международной научно-технической конференции «International Conference on Ensuring Sustainable Development: Ecology, Energy,

Earth Science and Agriculture» (AEES, 2023) (г. Москва, 2024); Международной научно-технической конференции «III International Conference on Actual Problems of the Energy Complex: Mining, Production, Transmission, Processing and Environmental Protection» (ICAPE, 2024) (Республика Южная Корея, г. Чхонан); Международной научно-технической конференции «III International Conference «Sustainable Development: Agriculture, Energy and Ecology» (VMAEE, 2024) (г. Уфа, 2024).

Соответствие паспорту заявленной специальности

Тематика и содержание диссертационной работы соответствуют паспорту научной специальности 2.8.3. – Горнопромышленная и нефтегазопромысловая геология, геофизика, маркшейдерское дело и геометрия недр, а именно: п. 7 «Анализ и типизация горно-геологических условий месторождений твердых, жидких и газообразных полезных ископаемых для их эффективного промышленного освоения»; п. 9 «Методы и системы обработки геологической, маркшейдерской и геофизической информации, а также методы моделирования месторождений, прогнозирования горно-геологических условий, явлений и процессов»; п. 16 «Научные основы методов, средств, компьютерных технологий геологического моделирования месторождений твердых, жидких и газообразных полезных ископаемых для их эффективного промышленного освоения»; п. 17 «Разработка методов и технологий исследования и мониторинга горно-геологических и горнотехнических условий освоения и эксплуатации месторождений полезных ископаемых и подземных хранилищ нефти и газа; п. 18 «Геолого-геофизическая оценка нефтегазоносности, анализ и типизация горно-геологических условий освоения месторождений углеводородов».

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 86 научных трудов (15 в моноавторстве), в том числе 26 статей в ведущих рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК Минобрнауки РФ (19 – в изданиях K1, K2), 44 статьи в изданиях, входящих в реферативную базу Web of Science, Scopus (21 – в изданиях Q1, Q2), 5 монографий, 3 учебных пособия. В зарубежных изданиях опубликовано 37 статей. Зарегистрировано 5 программ для ЭВМ.

Структура и объем работы

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения, списка использованных источников, включающего 335 наименований, содержит 494 страниц машинописного текста, 74 рисунка, 48 таблиц, 8 приложений.

Автор выражает глубокую признательность и благодарность профессору

Мухаметшину В. В., плодотворная работа с которым способствовала становлению и развитию идей, положенных в основу работы.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении представлена актуальность создания научно-методической базы для использования искусственного интеллекта в решении задач повышения эффективности управления разработкой месторождений в условиях проявления различного рода неопределенностей в условиях Волго-Уральской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинций, сформулированы цель, задачи, научная новизна, теоретическая и практическая значимость исследования, и положения, выносимые на защиту диссертации.

Первая глава диссертации посвящена группированию и созданию на его основе алгоритмов, позволяющих проводить процедуру идентификации залежей нефти Волго-Уральской нефтегазоносной провинции для обоснования использования метода аналогий в решении задач разработки с использованием искусственного интеллекта.

Группирование было проведено более чем по полутора тысячам объектов, приуроченных в тектоническом отношении к: Верхне-Камской (ВКВ), Благовещенской (БВ) впадинам, Башкирскому (БС) и Южно-Татарскому (ЮТС) сводам; Бирской (БИС), Шихано-Ишимбайской (ШИС) седловинам; Юрюзано-Сылвенской (ЮСД), Бельской (БД), Мраковской (МР) депрессиям; в стратиграфическом к: бийскому (Бс), аскинскому (Ас), мендымскому (Мд), воробьевскому (В), ардатовскому (Ар), муллинскому (Мл), пашийскому (Пш), кыновскому (Кн) горизонтам, орловскому надгоризонту (Ор), токатинским (Тк) и тимановским (Тм) слоям, фаменскому (Фм) и франскому (Фр) ярусам девонской системы; алексинскому (Ал), мячковскому (Мч), верейскому (Вр), каширскому (Кш), подольскому (Пд) горизонтам, башкирскому ярусу (Бш), косьвинскому (К), радаевскому (Р), бобриковскому (Б), тульскому (Т) горизонтам, а также заволжскому (Зв), малевскому (Мал), упинскому (Уп), черепетскому (Чп), кизеловскому (Кз) горизонтам турнейского яруса (Тр) нижнекаменноугольной системы; кунгурскому (Кг), сакмарскому (Ск), ассельскому (Асс) и артинскому (Арт) ярусам пермской системы.

Использование 20 параметров, характеризующих геологические особенности строения объектов и насыщающих их флюидов, а также методов факторного анализа, позволили выделить 41, а при глубокой дифференциации 133 группы объектов и установить центры группирования в осях канонических дискриминантных функций (КДФ) и главных компонент (ГК).

На основе полученных результатов создан комплекс алгоритмов идентификации, который включает в себя, в зависимости от поставленных пользователем задач, различные варианты его осуществления. При этом, предложено на первом этапе использовать тектонику-стратиграфические элементы приуроченности залежей. Показана необходимость индивидуального группирования объектов, приуроченных к пермской, каменноугольной и девонской системам, исходя из размещения объектов в осях КДФ, изучения причинно-следственных связей между геологическими параметрами.

Показано, что тип коллектора, а также тектонико-стратиграфическая приуроченность выбранных объектов более чем на две трети определяют геолого-физические свойства пород-коллекторов и флюидов, что явилось основой для разработки алгоритма поиска объектов-аналогов для залежей, вводимых в разработку на качественном уровне.

Установлено, что залежи терригенного девона в меньшей степени дифференцируются по тектоническому фактору, как и залежи терригенного карбона, однако различие их по анализируемым параметрам весьма существенно. В условиях залежей в карбонатных коллекторах такой разницы нет – оба фактора, как тектонический, так и стратиграфический оказывают весьма существенное влияние.

На основе сопоставления выделены основные группообразующие тектонико-стратиграфические элементы и второстепенные, что расширяет области поиска объектов-аналогов.

В то же время близость центроидов объектов групп каширского горизонта и башкирского яруса и перемежение объектов в осях КДФ позволяет тиражировать позитивные практики какого-либо объекта из этих групп в условиях обоих продуктивных пластов, а равномерность распределения объектов каширского и верейского горизонтов в пределах выделенных границ групп может являться основанием их совместной эксплуатации в условиях низкой плотности запасов нефти этих пластов, тогда как наличие зон неопределенности в осях КДФ залежей мендымского, аскинского, бийского горизонтов и фаменского яруса девонской системы позволяет использовать опыт разработки отдельных объектов, входящих в эти зоны, для изыскания путей повышения эффективности выработки запасов, приуроченных к иным стратиграфическим элементам, но входящим в эти зоны.

Полученные распределения объектов позволили предложить алгоритм определения объектов-аналогов для залежей, находящихся вне рассмотренных в работе тектонических и стратиграфических элементов.

Анализ уравнений КДФ и распределений объектов в осях дискриминантных функций показал наличие неопределенности при дифференциации объектов по тектоническому принципу из-за сходства объектов в краевых областях сопредельных тектонических зон как в терригенных, так и в карбонатных коллекторах. При этом выявлено превалирующее влияние тектоники на формирование особенностей геологического строения залежей терригенного девона, однако пятая часть залежей-аналогов находится за пределами крупных тектонических элементов, что необходимо иметь в виду при поиске оптимальных решений управления процессами добычи нефти.

Комплексный анализ результатов идентификации и группирования объектов показал уникальность залежей терригенной толщи нижнего карбона (ТТНК) Южно-Татарского свода, среди которых встречаются объекты, идентичные не только объектам, расположенным в краевых зонах примыкающих тектонических элементов, но и идентичные объектам,

расположенным в других тектонических элементах, не примыкающих к ЮТС, что существенно расширяет возможности использования метода аналогий в решении задач разработки залежей ТТНК; также показана особенность залежей фаменского возраста Бирской седловины в плане разнообразия геологического строения, поскольку залежи сопредельных тектонических элементов практически в равной мере представляют свои объекты в группе, хотя процент этих объектов внутри этих элементов – незначителен. Аналогичная картина наблюдается в условиях залежей Башкирского свода и Благовещенской впадины. В то же время выявлено отсутствие объектов-аналогов залежам бийского горизонта Бельской депрессии среди всех рассматриваемых объектов, а также минимальное количество объектов в других тектонических элементах карбонатного девона Южно-Татарского свода. Установлены особенности башкиро-верейских залежей Юрюзано-Сылвенской депрессии и алексинского горизонта Южно-Татарского свода, не имеющих аналогов в пределах всех рассматриваемых тектонических элементов.

Разработан алгоритм идентификации залежей для стадии полного разбуривания месторождений, основанный на последовательном использовании полученной информации об объекте. Алгоритм существенно повышает степень идентификации объекта, позволяет с высокой степенью точности определить объекты-аналоги, существенно снижает зоны неопределенности, а значит и риски принятия неверных управляющих решений.

На следующем этапе на основе использования МГК был создан алгоритм глубокой идентификации объектов с использованием значительного объема информации, позволяющей на высоком уровне использовать метод аналогий при решении задач разработки.

При этом выявлены параметры, оказывающие превалирующее влияние на идентифицируемость объектов разработки в различных геолого-промысловых условиях, определен набор единых параметров, обеспечивающих семидесяти-процентную идентифицируемость залежей, предложена формула определения значимости параметров и на основе её использования определен перечень наиболее значимых параметров в порядке их убывания при идентификации и группировании объектов: эффективная нефтенасыщенная толщина, коэффициент проницаемости, глубина залегания пласта, коэффициент пористости, коэффициент расчлененности, вязкость пластовой нефти, коэффициент нефтенасыщенности.

Сопоставление показало, что использование третьей части геолого-физических параметров от общего количества, рассматриваемых в работе, снижает степень идентифицируемости объектов, что с одной стороны позволяет использовать предложенный алгоритм для решения задач проектирования и разработки залежей в начальной стадии, а с другой – требует проведения всего комплекса исследований для уточнения и коррекции при принятии обоснованных управляющих решений.

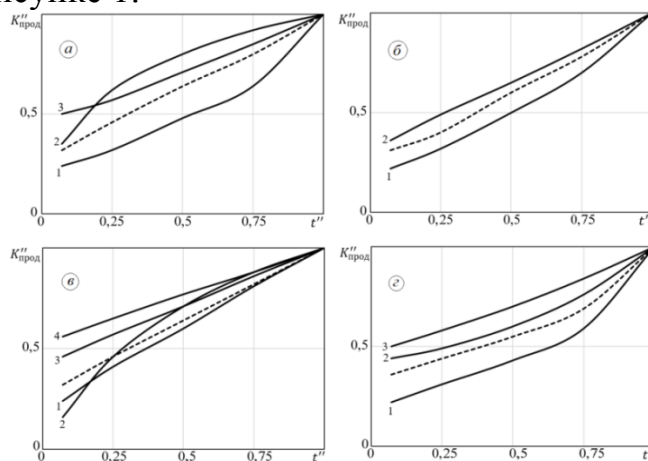
Вторая глава диссертации посвящена моделированию продуктивности скважин и залежей с использованием данных геолого-геофизических исследований в условиях отсутствия достаточного и достоверного объема результатов гидродинамических исследований.

Показана значимость изучения процесса изменения коэффициента продуктивности ($K_{\text{прод}}$) скважин во времени, возможность оценки потенциальной продуктивности после выхода скважин из бурения и времени очистки призабойной зоны.

На первом этапе проведен анализ процесса восстановления свойств призабойной зоны скважин в условиях групп объектов, выделенных по тектонико-стратиграфическому принципу, а также с использованием глубокой идентификации.

Изучение динамики изменения продуктивности скважин во времени после выхода скважин из бурения показало, что зависимости, отражающие эту динамику изменения по скважинам различных групп объектов, достаточно хорошо описываются уравнениями различного вида в координатах $K''_{\text{прод}} - t''$, где $K''_{\text{прод}} = K'_{\text{прод}} / K_{\text{прод}}$; $t'' = t' / t_0$; $K'_{\text{прод}}$ – значение коэффициента продуктивности в момент времени t' , т. е. времени с момента ввода скважин в эксплуатацию до момента проведения исследования; $K_{\text{прод}}$ – коэффициент продуктивности, определенный в момент времени t_0 , т. е. времени, прошедшего с момента ввода скважин в эксплуатацию до момента стабилизации дебита.

Для отдельных тектонико-стратиграфических элементов зависимости представлены на Рисунке 1.



Ⓐ – турнейский ярус БИС; Ⓑ – башкирский ярус БС; Ⓒ – верейский горизонт БС; Ⓓ – каширский, подольский горизонты (БИС);
 шифр зависимостей – номер группы объектов при глубокой идентификации

--- – зависимость по тектонико-стратиграфическому элементу (эталонная)

Рисунок 1 – Влияние относительного времени очистки призабойной зоны скважин на изменение относительной продуктивности в карбонатных коллекторах карбона

Видно, что и в условиях карбонатных залежей турнейского яруса Бирской седловины, и в условиях башкирского яруса Башкирского свода, верейского горизонта Башкирского свода, каширского и подольского горизонтов Бирской седловины зависимости, построенные по скважинам групп объектов, выделенных в результате глубокой идентификации, отличаются от эталонной, построенной в целом по объектам, принадлежащим к тому или иному тектонико-стратиграфическому элементу. Использование полученных кривых позволяет существенно снизить погрешности при определении сроков очистки призабойной зоны и темпов роста коэффициента продуктивности. Представленные зависимости описываются функциями следующего вида:

$$K''_{\text{прод}} = 0,245e^{1,504t''}, \quad (1)$$

$$K''_{\text{прод}} = 1,00t''^{0,4}, \quad (2)$$

$$K''_{\text{прод}} = 0,486e^{0,757t''}, \quad (3)$$

по скважинам залежей в карбонатных коллекторах турнейского яруса Бирской седловины соответственно групп объектов 1, 2, 3;

$$K''_{\text{прод}} = 0,418t''^2 + 0,381t'' + 0,201, \quad (4)$$

$$K''_{\text{прод}} = 0,023t''^2 + 0,659t'' + 0,318, \quad (5)$$

по скважинам залежей в карбонатных коллекторах башкирского яруса Башкирского свода соответственно групп объектов 1, 2;

$$K''_{\text{прод}} = -0,209t''^2 + 1,041t'' + 0,168, \quad (6)$$

$$K''_{\text{прод}} = -0,749t''^2 + 1,681t'' + 0,068, \quad (7)$$

$$K''_{\text{прод}} = 0,538t'' + 0,462, \quad (8)$$

$$K''_{\text{прод}} = 0,471t'' + 0,53, \quad (9)$$

по скважинам залежей в карбонатных коллекторах верейского горизонта Башкирского свода соответственно групп объектов 1, 2, 3, 4;

$$K''_{\text{прод}} = 0,809t''^2 - 0,077t'' + 0,268, \quad (10)$$

$$K''_{\text{прод}} = 0,475t''^2 + 0,087t'' + 0,438, \quad (11)$$

$$K''_{\text{прод}} = 0,058t''^2 + 0,474t'' + 0,468, \quad (12)$$

по скважинам залежей в карбонатных коллекторах каширского и подольского горизонтов Бирской седловины соответственно групп объектов 1, 2, 3.

Анализ полученных зависимостей (1) и (12) показал, что степень загрязнения, процесс и время очистки призабойной зоны в условиях различных групп имеют свою специфику. Причем, время очистки ПЗП из наиболее продуктивных скважин и скважин, добывающих нефть из трещиноватых пластов-коллекторов фаменского и турнейского ярусов, имеет наименьшие значения. В условиях скважин залежей верейского горизонта, сложенных известняками порового типа, время выхода на максимальный оптимальный дебит (МОД) с проведением СКО и без проведения по высокопродуктивным скважинам существенно ниже, чем по скважинам низкопродуктивным. Наблюдается обратная картина по сравнению с трещиноватыми породами фаменского и турнейского ярусов. Промежуточные показатели степени

загрязненности ПЗП, времени очистки от продуктов бурения и эффективность СКО при освоении скважин башкирского яруса по сравнению с залежами турнейского и фаменского ярусов, а также верейского и каширского горизонтов требуют особого подхода и исключают использование метода аналогий для решения задач разработки. Отсутствие трещиноватости и невысокие значения проницаемости при высокой пористости карбонатов каширского горизонта обуславливают, с одной стороны, невысокую степень снижения реальной продуктивности, с другой – длительное время очистки ПЗП и с третьей – высокую эффективность применения соляно-кислотных обработок с целью интенсификации процесса очистки. Каждая группа выделенных объектов характеризуется своими значениями показателей загрязненности ПЗП, времени выхода на МОД, эффективности применения методов интенсификации при освоении скважин, что требует дифференцированного подхода при принятии управляющих решений. Важно при этом учитывать степень трещиноватости объектов, пористость и проницаемость как трещин, так и матриц пород-коллекторов, а также принадлежность объектов к конкретной группе.

В пределах выделенных групп объектов как в терригенных, так и в карбонатных коллекторах, как в пределах тектонико-стратиграфических элементов, так и внутри них имеет место своя специфическая динамика восстановления реальных свойств призабойной зоны, что является отражением особенностей геологического строения и свойств пластовых флюидов. Каждая группа объектов имеет свою характеристику в координатах «относительная продуктивность–относительное время» и позволяет определять время очистки ПЗП, степень снижения продуктивности по отношению к реальной, оценивать эффективность проведения различных технологических операций. Динамика изменения свойств ПЗП в скважине определяется принадлежностью объекта к группе, степенью трещиноватости, значениями параметров, отражающих физико-химические свойства пластов и флюидов.

Полученные модели создали основу методики, позволяющей в условиях дефицита гидродинамических исследований с использованием косвенной геолого-геофизической информации отдельно по группам выделенных объектов:

- определять время восстановления реальных свойств призабойной зоны посредством проведения исследований методом установившихся отборов в период очистки ПЗП, а также определять эффективность воздействия при освоении скважин;

- оценивать эффективность различных технологий вскрытия пластов с эффективностью традиционных технологий на глинистом растворе и с использованием кумулятивной перфорации путем анализа изменения $K_{\text{прод}}$ и t_0 , а также изменения продуктивности в период выхода скважин на МОД.

На основе анализа изменения значений коэффициентов продуктивности во времени установлены периоды стабилизации этих значений после очистки призабойной зоны пласта, что позволяет снизить влияние посторонних «шумов» при оценке реальной продуктивности скважин и залежей.

Выявлены причины изменения $K_{\text{прод}}$ во времени и дана интерпретация результатов, в том числе вскрыты причины широких интервалов изменения времени стабилизации коэффициента продуктивности во времени и изменения его в процессе работы скважин.

На втором этапе с использованием многомерного регрессионного анализа построены модели прогноза продуктивности и удельной продуктивности скважин и залежей групп объектов, выделенных как с использованием тектонико-стратиграфического фактора, так и в результате глубокой идентификации внутри крупных тектонических и стратиграфических элементов в пределах ВУНГП и ЗСНГП. При этом модели для оценки продуктивности построены на основе использования как полного комплекса имеющейся информации о залежах групп объектов, в том числе и с использованием показателей геологической неоднородности, так и с использованием ограниченного объема, что позволяет осуществлять процедуру прогнозирования в стадии ввода месторождений в эксплуатацию, а также в условиях отсутствия или непредставительного объема информации о залежах.

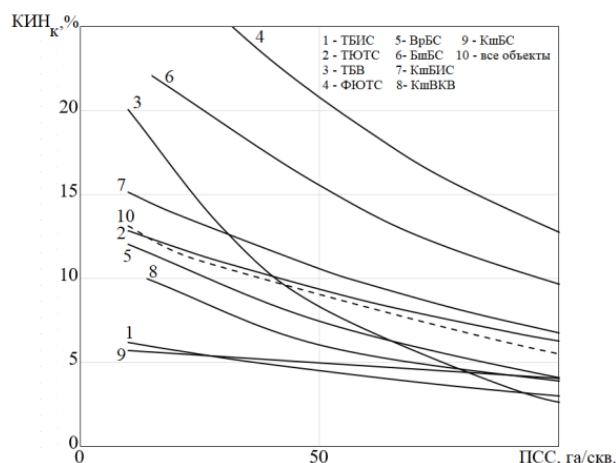
Установлено, что для более точной оценки продуктивности скважин и залежей необходимо на первом этапе определять принадлежность объекта к той или иной группе для того, чтобы на втором этапе использовать для решения задач разработки модели, полученные именно для этой группы объектов.

Модели, построенные на основании использования ограниченного количества параметров, характеризуются коэффициентами детерминации на 20 % ниже, чем модели, построенные с использованием расширенного комплекса, однако использование их на стадии ввода месторождений в разработку вполне оправдано.

Установлено, что модели, построенные для тектонико-стратиграфических элементов, во всех рассмотренных случаях характеризуются большей погрешностью чем модели, построенные по группам объектов, выделенных в результате проведения глубокой идентификации внутри этих элементов, что необходимо учитывать при проведении оценок и прогнозировании продуктивности как скважин, так и залежей в целом.

В третьей главе представлены результаты изучения процесса выработки запасов нефти при разработке залежей на естественных режимах и создании научно-методических основ повышения эффективности процесса нефтеизвлечения с использованием искусственного интеллекта.

В условиях более 40 групп объектов в карбонатных коллекторах, выделенных по тектонико-стратиграфическому принципу и на основе глубокой идентификации, установлена тесная корреляционная связь между конечным коэффициентом извлечения нефти ($K_{\text{ИН}_K}$) и коэффициентом продуктивности, определенным в период с момента выхода скважин на максимальный оптимальный дебит и до момента его снижения на 15 %, а также плотностью сетки скважин при разработке залежей на естественных режимах. Установлено, что в различных интервалах изменения значений плотность сетки скважин (ПСС) по-разному влияет на коэффициент нефтеизвлечения (Рисунок 2).



Шифр кривых – тектонико-стратиграфическая приуроченность
Рисунок 2 – Зависимость конечного коэффициента извлечения нефти
от плотности сетки скважин

Предложены модели, позволяющие оценивать конечный коэффициент извлечения нефти при различных плотностях сеток скважин на основе проведения гидродинамических исследований по скважинам после очистки призабойной зоны от продуктов бурения и стабилизации максимального оптимального дебита. При этом доказана необходимость проведения глубокой идентификации залежей для снижения погрешностей оценки величины нефтеизвлечения при различных плотностях сеток скважин на участках с различной продуктивностью (Таблица 1).

Обобщение результатов эксплуатации залежей показало необходимость дифференциации плотности сетки скважин по площади объектов разработки в зависимости от особенности геологического строения залежей и количественного влияния этих особенностей в координатах $КИН_k$ – ПСС.

Таблица 1 – Зависимости, описывающие наилучшим образом влияние $K_{\text{прод}} / \text{ПСС}$ на $КИН_k$

Группа объектов в пределах тектонико-стратиграфических элементов	Вид зависимости	Коэффициент детерминации
ТБИС(1)	$КИН_k = 2,4045 \ln(K_{\text{прод}}/\text{ПСС}) + 15,644$	0,324
ТБИС(2)	$КИН_k = 4,6393 \ln(K_{\text{прод}}/\text{ПСС}) + 27,331$	0,735
ТБИС(3)	$КИН_k = 1,9351 \ln(K_{\text{прод}}/\text{ПСС}) + 13,677$	0,285
ТБИС(4)	$КИН_k = 3,605 \ln(K_{\text{прод}}/\text{ПСС}) + 22,171$	0,559
ТБИС(1–4)	$КИН_k = 3,2837 \ln(K_{\text{прод}}/\text{ПСС}) + 20,463$	0,494
ТЮТС (1)	$КИН_k = 86,649 (K_{\text{прод}}/\text{ПСС})^{0,6482}$	0,646
ТЮТС (2)	$КИН_k = 1,5373 \ln(K_{\text{прод}}/\text{ПСС}) + 16,591$	0,200
ТЮТС (3)	$КИН_k = 4,1686 \ln(K_{\text{прод}}/\text{ПСС}) + 28,957$	0,290
ТЮТС (4)	$КИН_k = 85,655 (K_{\text{прод}}/\text{ПСС})^{0,6617}$	0,747
ТЮТС (5)	$КИН_k = 27,789 (K_{\text{прод}}/\text{ПСС})^{0,3341}$	0,377

Группа объектов в пределах тектонико-стратиграфических элементов	Вид зависимости	Коэффициент детерминации
ТЮТС (6)	$КИН_K = 31,064(K_{\text{прод}}/ПСС)^{0,4474}$	0,405
ТЮТС (7)	$КИН_K = 5,3515 \ln(K_{\text{прод}}/ПСС) + 26,008$	0,770
ТЮТС (8)	$КИН_K = 21,968(K_{\text{прод}}/ПСС)^{0,3821}$	0,518
ТЮТС (1–8)	$КИН_K = 36,055(K_{\text{прод}}/ПСС)^{0,4267}$	0,498
ТБВ(1)	$КИН_K = 6,3612 \ln(K_{\text{прод}}/ПСС) + 31,483$	0,785
ТБВ(2)	$КИН_K = 53,91(K_{\text{прод}}/ПСС) + 7,0327$	0,908
ТБВ(1–2)	$КИН_K = 39,35(K_{\text{прод}}/ПСС)^{0,4341}$	0,787
ФЮТС (1)	$КИН_K = 41,445(K_{\text{прод}}/ПСС)^{0,2554}$	0,624
ФЮТС (2)	$КИН_K = 41,316(K_{\text{прод}}/ПСС)^{0,2491}$	0,339
ФЮТС (3)	$КИН_K = 25,389(K_{\text{прод}}/ПСС)^{0,2491}$	0,472
ФЮТС (4)	$КИН_K = 1,1755 \ln(K_{\text{прод}}/ПСС) + 23,98$	0,034
ФЮТС (1–4)	$КИН_K = 33,911(K_{\text{прод}}/ПСС)^{0,2151}$	0,329
ВрБС(1)	$КИН_K = 3,8475 \ln(K_{\text{прод}}/ПСС) + 19,701$	0,925
ВрБС(2)	$КИН_K = 4,2294 \ln(K_{\text{прод}}/ПСС) + 20,921$	0,900
ВрБС(3)	$КИН_K = 56,188(K_{\text{прод}}/ПСС)^{0,6}$	0,627
ВрБС(4)	$КИН_K = 119,74(K_{\text{прод}}/ПСС)^{0,831}$	0,801
ВрБС(1–4)	$КИН_K = 65,667(K_{\text{прод}}/ПСС)^{0,6763}$	0,754
БшБС(1)	$КИН_K = 82,308(K_{\text{прод}}/ПСС)^{0,7452}$	0,916
БшБС(2)	$КИН_K = -118,44(K_{\text{прод}}/ПСС)^2 + 94,79(K_{\text{прод}}/ПСС) + 4,69$	0,908
БшБС(1–2)	$КИН_K = -152,2(K_{\text{прод}}/ПСС)^2 + 129,72(K_{\text{прод}}/ПСС) + 3,2767$	0,852
КшБИС(1)	$КИН_K = 30,88 K_{\text{прод}}/ПСС^{0,5891}$	0,722
КшБИС(2)	$КИН_K = 35,486 K_{\text{прод}}/ПСС^{0,6208}$	0,751
КшБИС(3)	$КИН_K = 33,092(K_{\text{прод}}/ПСС)^2 + 46,878(K_{\text{прод}}/ПСС) + 2,1172$	0,757
КшБИС(1–3)	$КИН_K = 31,816(K_{\text{прод}}/ПСС)^{0,6012}$	0,713
КшВКВ(1)	$КИН_K = 3,0282 \ln(K_{\text{прод}}/ПСС) + 16,271$	0,605
КшВКВ(2)	$КИН_K = 3,1468 \ln(K_{\text{прод}}/ПСС) + 16,242$	0,557
КшВКВ(1–2)	$КИН_K = 3,0441 \ln(K_{\text{прод}}/ПСС) + 16,091$	0,580
КшБС(1)	$КИН_K = 185,45(K_{\text{прод}}/ПСС)^{0,9606}$	0,849
КшБС(2)	$КИН_K = 186,83(K_{\text{прод}}/ПСС)^{0,9606}$	0,831
КшБС(3)	$КИН_K = 231,91(K_{\text{прод}}/ПСС)^{0,998}$	0,842
КшБС(1–3)	$КИН_K = 196,09(K_{\text{прод}}/ПСС)^{0,9603}$	0,838

Анализ зависимостей, представленных на Рисунке 3, показывает, что в условиях объектов каширского горизонта ВКВ, БС и БИС могут быть использованы зависимости $КИН_K = K_{\text{прод}} / ПСС$, полученные в целом по тектонико-стратиграфическим элементам, тогда как в условиях турнейского яруса ЮТС, БИС и Благовещенской впадины необходимо проведение глубокой дифференциации и использование соответствующих моделей для решения задач проектирования и разработки.

выработки запасов по ним по сравнению с залежами в карбонатных коллекторах нижнекаменноугольной системы при равных значениях коэффициента продуктивности выше. Показана необходимость совместного использования коэффициента продуктивности или удельной продуктивности и плотности сетки скважин при прогнозе конечного коэффициента нефтеизвлечения и на её основе предложен алгоритм для выбора оптимальной сетки скважин по залежам в карбонатных коллекторах, основанный на предложенной схеме идентификации объектов с последующим использованием соответствующих геолого-статистических моделей.

На втором этапе было проведено моделирование с использованием более 30-ти параметров, характеризующих геолого-физические и физико-химические свойства пластов и флюидов, а также плотности сетки скважин на прогнозный конечный коэффициент извлечения нефти, определенный с использованием статистических методов при условии разработки залежей без использования искусственного заводнения.

Созданы модели для прогноза степени выработки запасов, основанные на использовании комплекса геолого-технологических параметров, при этом установлено, что степень и характер их влияния изменяются от группы к группе.

Для залежей фаменского яруса ЮТС в карбонатных коллекторах модели имеют следующий вид:

- по объектам группы 1:

$$\text{КИН}_K = 200 + 6,71H_3 + 5,1H_3^p - 21,5\delta_{H_3} + 1,53W_{H_3} - 65,2H_{\Pi} + 112\delta_{H_{\Pi}} - 3,97W_{H_{\Pi}} - 0,1\text{ПСС}; (R^2 = 0,787) \quad (13)$$

- по объектам группы 2:

$$\text{КИН}_K = 2,74 - 6,55H_3 + 33,6H_3^p - 57,3\delta_{H_3} + 3,42W_{H_3} - 34,9H_{\Pi} + 57,9\delta_{H_{\Pi}} - 2,36W_{H_{\Pi}} - 0,15\text{ПСС}; (R^2 = 0,785) \quad (14)$$

- по объектам группы 3:

$$\text{КИН}_K = -2260 + 1,37H_3 + 208H_3^p - 487\delta_{H_3} + 53,7W_{H_3} - 0,15\text{ПСС}; (R^2 = 0,796) \quad (15)$$

- по объектам группы 4:

$$\text{КИН}_K = 173 + 3,68H_3 - 23,1H_3^p + 41,1\delta_{H_3} - 3,23W_{H_3} + 11,9H_{\Pi} - 13,1\delta_{H_{\Pi}} - 0,2\text{ПСС}; (R^2 = 0,770) \quad (16)$$

- в целом по объектам групп 1-4:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K = & 368 + 5,3H_3 - 4,4H_3^p - 6,3\delta_{H_3} + 0,29W_{H_3} + 4,9H_{\Pi} + \\ & + 16\delta_{H_{\Pi}} - 0,33m_{\Gamma} + 8,7m_{\kappa} + 1,06\delta_m + 8,6W_m + 0,56K_{\Pi} - \\ & - 470\mathfrak{E}_{H_3} + 39\mathfrak{E}_{H_{\Pi}} - 43,5\mathfrak{E}_m - 41,5K_p - 0,13\text{ПСС}, \end{aligned} \quad (17)$$

$$(R^2 = 0,684)$$

где $H_3, \delta_{H_3}, W_{H_3}, \mathfrak{E}_{H_3}$ – среднее значение, среднеквадратичное отклонение, вариация, энтропия эффективной нефтенасыщенной толщины; $H_{\Pi}, \delta_{H_{\Pi}}, W_{H_{\Pi}}, \mathfrak{E}_{H_{\Pi}}$ – среднее значение, среднеквадратичное отклонение, вариация, энтропия

толщины нефтенасыщенных пропластков; $m_t, \delta_t, W_t, \Delta_t$ – среднее значение, среднеквадратичное отклонение, вариация, энтропия пористости по геофизике; m_k – пористость по керну; K_n – коэффициент нефтенасыщенности; K_p – коэффициент расчлененности; H_z^p – среднее значение эффективной нефтенасыщенной толщины в зоне разбуривания.

Как было отмечено выше, основной особенностью залежей фаменского яруса Южно-Татарского свода является их высокая трещиноватость.

Полученные модели (13)–(17) косвенно подтверждают это. Видно, что увеличение эффективной нефтенасыщенной толщины как в среднем, так и в зоне разбуривания приводит как к увеличению, так и к снижению конечного коэффициента извлечения нефти, что является следствием различной степени трещиноватости пород-коллекторов, которая искажает реальное чистое влияние H_z и H_z^p на KIN_k . Аналогичная картина складывается и по параметрам, отражающим неоднородность по H_z и H_{np} , а именно $\delta_{H_z}, W_{H_z}, \delta_{H_{np}}, W_{H_{np}}, \Delta_{H_z}, \Delta_{H_{np}}$. Необходимо отметить то, что в условиях фамена не сказывается влияние коэффициентов песчанности на выработку запасов. На наличие трещиноватости указывает и тот факт, что с увеличением пористости по геофизике в целом по залежам ЮТС KIN_k снижается, что говорит об увеличении трещиноватости в плотных породах, имеющих меньшую пористость. При этом степень выработки запасов за счет трещиноватости увеличивается. Также не отмечена связь проницаемости по керну и коэффициента извлечения нефти. В то же время отмечается рост KIN_k с увеличением неоднородности по пористости, отражаемой с помощью δ_t, W_t . Иначе говоря, с одной стороны, эти объекты, имея пористость в интервале 6–10 %, можно характеризовать как объекты с гранулярным типом коллектора (исходя из влияния отдельных параметров на выработку запасов), а с другой стороны, как объекты с трещиноватым типом коллектора. Полученные модели позволяют учесть эти особенности. Необходимо отметить, что дифференциация позволяет повысить точность решения задачи прогноза конечного коэффициента извлечения нефти (см. значение коэффициентов детерминации (R^2)) полученных моделей (13)–(17).

Увеличение коэффициента расчлененности приводит к снижению степени выработки запасов в условиях широких интервалов изменения этого параметра по всем залежам фамена ЮТС, причем происходит это за счет значительной вариации пористости и, как следствие – трещиноватости, т. е. проявляется отрицательное влияние послойной неоднородности по проницаемости. При глубокой дифференциации залежей вариация коэффициента расчлененности существенно снижается и её влияние на процесс выработки запасов перестает играть решающую роль. Во всех полученных моделях присутствует плотность сетки скважин, что говорит о том, что степень трещиноватости этих коллекторов недостаточно высока, чтобы сгладить влияние ПСС при существующих расстояниях между скважинами и указывает на незначительную протяженность естественных трещин.

Для стадии ввода месторождений в эксплуатацию созданы модели для оценки конечной нефтеотдачи, основанные на использовании параметров, надежно определяемых по данным незначительного количества пробуренных скважин. Так, для залежей фаменского яруса ЮТС они имеют следующий вид:

- по объектам группы 1:

$$\text{КИН}_K = -318 + 0,063H_3 - 27,5H_3^p + 53,6H_{\Pi} + 7,06m_{\Gamma} + 110K_H + 65,4K_p + 3,46\mu_H - 0,105\text{ПСС}; (R^2 = 0,652) \quad (18)$$

- по объектам группы 2:

$$\text{КИН}_K = 13817 + 64,5H_3 - 161H_3^p + 33,2H_{\Pi} - 14,3m_{\Gamma} - 16042,1K_H + 507,1K_p - 71,5\mu_H - 0,2\text{ПСС}; (R^2 = 0,618) \quad (19)$$

- по объектам группы 3:

$$\text{КИН}_K = 496 - 8,88H_3 + 15,7H_3^p + 42,6H_{\Pi} + 25,8m_{\Gamma} - 0,154\text{ПСС}; (R^2 = 0,651) \quad (20)$$

- по объектам группы 4:

$$\text{КИН}_K = 1281 + 5,03H_3 - 10H_3^p + 15,6H_{\Pi} + 23,4m_{\Gamma} - 1746K_H + 17,2K_p - 0,2\text{ПСС}; (R^2 = 0,676) \quad (21)$$

- в целом по объектам фаменского яруса:

$$\text{КИН}_K = 6968 - 1,5H_3 + 5,1H_3^p - 10,7H_{\Pi} - 6,8m_{\Gamma} - 5601K_H - 35,5K_p + 247\mu_H - 712\mu_0 - 26,2K_{\text{неод}} - 0,14\text{ПСС}, (R^2 = 0,471) \quad (22)$$

где μ_H, μ_0 — вязкость и относительная вязкость пластовой нефти.

На основании полученных результатов предложен алгоритм оценки эффективности применения различных систем заводнения и методов увеличения нефтеотдачи пластов, основанный на адресном использовании моделей при условии разработки залежей на естественных режимах.

Комплекс полученных моделей позволяет проводить оценку и прогнозирование значений конечных коэффициентов извлечения нефти залежей выделенных групп объектов в пределах ВУНГП.

Четвертая глава диссертации посвящена созданию научно-методической базы управления заводнением продуктивных нефтяных пластов с использованием искусственного интеллекта.

На основании проведенных исследований по залежам в терригенных коллекторах ЗСНГП для условий пяти групп объектов уточнены минимальные значения параметров успешности заводнения и максимальные значения расстояний между добывающими и нагнетательными скважинами, ниже которых успешность будет также однозначно положительной, а для условий четырех групп объектов определены критические значения параметров успешности заводнения и расстояний между скважинами, ниже и выше которых соответственно успешность будет однозначно отрицательной.

На основе обобщения данных о дебитах и закачке предложены алгоритмы прогноза максимальных значений взаимнокорреляционных функций отдельно по группам объектов с целью обоснования принятия решений, направленных на

совершенствование применяемых систем разработки с использованием данных геолого-геофизических исследований скважин.

Моделирование позволило получить геолого-статистические модели, на основе которых возможен прогноз оптимальных дебитов добывающих скважин при разработке залежей как с организацией, так и без организации закачки в пласт воды.

Обобщение опыта разработки карбонатных объектов ВУНГП позволило в условиях залежей башкирского яруса БС и турнейского яруса ЮТС, ВКВ и БВ установить геолого-технологические параметры, оказывающие влияние на успешность внутриконтурного заводнения и, исходя из этого, предложить комплексный параметр успешности заводнения.

Для повышения вероятности однозначного ответа на вопрос об успешности, заводнения определены по группам залежей, выделенных по тектонико-стратиграфическому принципу, а также выделенных в результате глубокой идентификации минимальных и критических значений параметров успешности заводнения, позволяющих определить максимальные и критические значения расстояний между добывающими и нагнетательными скважинами. Показано различие значений этих параметров в условиях выделенных групп объектов, различная степень влияния геологических параметров и параметров закачки. Установлена необходимость проведения глубокой идентификации залежей и дифференцированного использования соответствующих параметров успешности для снижения рисков принятия ошибочных решений.

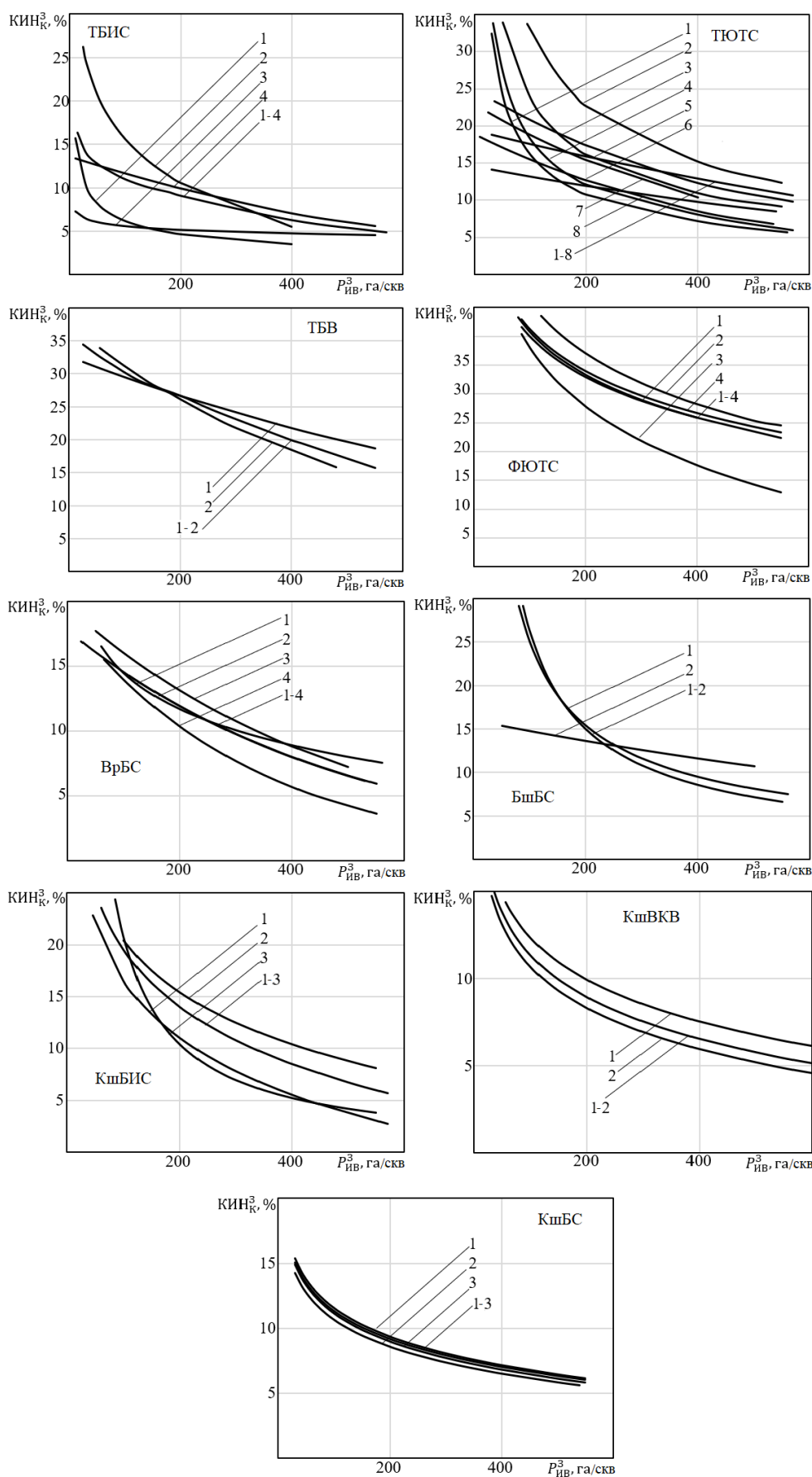
Предложено выбирать расстояния между добывающими и нагнетательными скважинами на стадии составления проектных документов отдельно по группам залежей с использованием полученных формул и установленных граничных значений параметров успешности.

В условиях более 40 групп объектов, выделенных по тектонико-стратиграфическому принципу и на основе глубокой идентификации, установлена тесная корреляционная связь между прогнозным конечным коэффициентом извлечения нефти при разработке залежей с применением внутриконтурного заводнения ($КИН_K^3$) и коэффициентом продуктивности, определенным в период с момента выхода скважин на МОД и до момента его снижения на 15 %, а также плотностью сетки скважин и соотношением количества добывающих скважин (N_d) к нагнетательным (N_n).

Для эффективного решения задач анализа, проектирования, мониторинга и управления разработкой залежей предложено использовать параметр интенсивности воздействия в виде:

$$P_{ИВ}^3 = ПСС \cdot \frac{N_d}{N_n}. \quad (23)$$

Установлено, что в различных интервалах изменения значений параметр интенсивности воздействия по-разному влияет на коэффициент нефтеизвлечения в условиях выделенных групп объектов, что необходимо учитывать при реализации полученных результатов (Рисунок 4).



Шифр кривых – номер группы объектов

Рисунок 4 – Зависимость конечного коэффициента извлечения нефти от параметра интенсивности воздействия при внутриконтурном заводнении

Зависимости, приведенные на Рисунке 4, показывают, что в условиях объектов каширского горизонта Верхне-Камской впадины и Башкирского свода могут быть использованы зависимости $КИН_K^3 - P_{ИВ}^3$, полученные в целом по тектонико-стратиграфическим элементам, тогда как в условиях турнейского яруса Южно-Татарского свода, Бирской седловины, Благовещенской впадины необходимо проведение глубокой дифференциации и использование соответствующих моделей для решения задач проектирования и разработки.

Установлено, что и в условиях трещиноватых известняков фаменского и турнейского ярусов параметр интенсивности воздействия также оказывает существенное влияние на нефтеотдачу, однако степень выработки запасов по ним по сравнению с залежами каширского, верейского и подольского горизонтов при равных значениях коэффициента продуктивности существенно выше.

Предложены модели, позволяющие оценивать конечный коэффициент извлечения нефти при разработке залежей с заводнением по значениям плотности сеток скважин, соотношения количества добывающих скважин к нагнетательным, коэффициентов продуктивности. При этом доказана необходимость проведения глубокой идентификации залежей для снижения погрешностей оценки величины выработки запасов нефти в зависимости от параметра интенсивности воздействия на участках с различной продуктивностью (Таблица 2), а также дифференциации плотности сетки добывающих и систем размещения нагнетательных скважин по площади объектов.

Таблица 2 – Зависимости, описывающие наилучшим образом влияние $P_{ИВ}^3/K_{прод}$ на $КИН_K^3$

Группа объектов в пределах тектонико-стратиграфических элементов	Вид зависимости	Коэффициент детерминации
ТБИС(1)	$КИН_K^3 = 52,865(P_{ИВ}^3/K_{прод})^{-0,409}$	0,422
ТБИС(2)	$КИН_K^3 = -6,403 \ln(P_{ИВ}^3/K_{прод}) + 46,571$	0,686
ТБИС(3)	$КИН_K^3 = -2,214 \ln(P_{ИВ}^3/K_{прод}) + 20,24$	0,207
ТБИС(4)	$КИН_K^3 = -3,626 \ln(P_{ИВ}^3/K_{прод}) + 30,499$	0,429
ТБИС(1–4)	$КИН_K^3 = -4,9363 \ln(P_{ИВ}^3/K_{прод}) + 33,9074$	0,324
ТЮТС (1)	$КИН_K^3 = 186,6(P_{ИВ}^3/K_{прод})^{-0,541}$	0,683
ТЮТС (2)	$КИН_K^3 = 30,444(P_{ИВ}^3/K_{прод})^{-0,14}$	0,611
ТЮТС (3)	$КИН_K^3 = 65,071(P_{ИВ}^3/K_{прод})^{-0,284}$	0,271
ТЮТС (4)	$КИН_K^3 = 189,78(P_{ИВ}^3/K_{прод})^{-0,561}$	0,694
ТЮТС (5)	$КИН_K^3 = 58,61(P_{ИВ}^3/K_{прод})^{-0,307}$	0,391
ТЮТС (6)	$КИН_K^3 = 15,176e^{-3 \cdot 10^{-4}(P_{ИВ}^3/K_{прод})}$	0,640
ТЮТС (7)	$КИН_K^3 = 76,243(P_{ИВ}^3/K_{прод})^{-0,388}$	0,659
ТЮТС (8)	$КИН_K^3 = 9,0783e^{-10^{-4}(P_{ИВ}^3/K_{прод})}$	0,618
ТЮТС (1–8)	$КИН_K^3 = 81,395(P_{ИВ}^3/K_{прод})^{-0,385}$	0,379
ТБВ(1)	$КИН_K^3 = 30,642e^{-0,004(P_{ИВ}^3/K_{прод})}$	0,812

Группа объектов в пределах тектонико-стратиграфических элементов	Вид зависимости	Коэффициент детерминации
ТБВ(2)	$КИН_K^3 = 37,377e^{-0,012(P_{ИВ}^3/K_{прод})}$	0,585
ТБВ(1–2)	$КИН_K^3 = 214,0318(P_{ИВ}^3/K_{прод})^{-0,5718}$	0,679
ФЮТС (1)	$КИН_K^3 = -4,8511 \ln(P_{ИВ}^3/K_{прод}) + 50,2142$	0,512
ФЮТС (2)	$КИН_K^3 = 40,066e^{-0,002(P_{ИВ}^3/K_{прод})}$	0,613
ФЮТС (3)	$КИН_K^3 = 58,709(P_{ИВ}^3/K_{прод})^{-0,271}$	0,430
ФЮТС (4)	$КИН_K^3 = -0,0293(P_{ИВ}^3/K_{прод}) + 32,3222$	0,535
ФЮТС (1–4)	$КИН_K^3 = 29,678e^{-7 \cdot 10^{-4}(P_{ИВ}^3/K_{прод})}$	0,373
ВрБС(1)	$КИН_K^3 = 14,896e^{-0,003(P_{ИВ}^3/K_{прод})}$	0,919
ВрБС(2)	$КИН_K^3 = 17,054e^{-0,003(P_{ИВ}^3/K_{прод})}$	0,922
ВрБС(3)	$КИН_K^3 = 18,543e^{-0,002(P_{ИВ}^3/K_{прод})}$	0,708
ВрБС(4)	$КИН_K^3 = 21,351e^{-0,004(P_{ИВ}^3/K_{прод})}$	0,673
ВрБС(1–4)	$КИН_K^3 = 16,974e^{-0,003(P_{ИВ}^3/K_{прод})}$	0,696
БшБС(1)	$КИН_K^3 = 240,2(P_{ИВ}^3/K_{прод})^{-0,639}$	0,865
БшБС(2)	$КИН_K^3 = 15,961e^{-0,001(P_{ИВ}^3/K_{прод})}$	0,669
БшБС(1–2)	$КИН_K^3 = 123,17(P_{ИВ}^3/K_{прод})^{-0,329}$	0,700
КшБИС(1)	$КИН_K^3 = -3,639 \ln(P_{ИВ}^3/K_{прод}) + 28,452$	0,624
КшБИС(2)	$КИН_K^3 = -4,355 \ln(P_{ИВ}^3/K_{прод}) + 32,826$	0,609
КшБИС(3)	$КИН_K^3 = 79,322(P_{ИВ}^3/K_{прод})^{-0,523}$	0,594
КшБИС(1–3)	$КИН_K^3 = 44,156(P_{ИВ}^3/K_{прод})^{-0,319}$	0,467
КшВКВ(1)	$КИН_K^3 = -3,443 \ln(P_{ИВ}^3/K_{прод}) + 25,083$	0,412
КшВКВ(2)	$КИН_K^3 = -1,483 \ln(P_{ИВ}^3/K_{прод}) + 10,907$	0,438
КшВКВ(1–2)	$КИН_K^3 = -1,483 \ln(P_{ИВ}^3/K_{прод}) + 12,007$	0,354
КшБС(1)	$КИН_K^3 = -2,46 \ln(P_{ИВ}^3/K_{прод}) + 21,816$	0,693
КшБС(2)	$КИН_K^3 = -2,418 \ln(P_{ИВ}^3/K_{прод}) + 21$	0,683
КшБС(3)	$КИН_K^3 = -2,33 \ln(P_{ИВ}^3/K_{прод}) + 20,755$	0,721
КшБС(1–3)	$КИН_K^3 = e^{2,1784 - 0,0041(P_{ИВ}^3/K_{прод})}$	0,595

Предложен алгоритм для выбора систем заводнения и оптимальной плотности сетки скважин по залежам в карбонатных коллекторах, основанный на предложенной схеме идентификации объектов с последующим использованием соответствующих моделей.

Представлены модели прогноза конечного коэффициента извлечения нефти по выделенным группам объектов, включающие в себя более 30 параметров в условиях дефицита данных гидродинамических исследований скважин, а также модели для оценки $КИН_K^3$ в ранней стадии разработки, предусматривающие использование набора геологических параметров, определение которых достаточно надежно производится на стадии выхода месторождений из разведки.

На основании полученных моделей предложен алгоритм оценки эффективности применения различных методов воздействия на пласт, основанный на адресном их использовании при условии разработки залежей с применением внутриконтурного заводнения.

Так, например, для залежей турнейского яруса БВ при использовании полного комплекса информации модели имеют следующий вид:

- по объектам группы 1:

$$\text{КИН}_K^3 = 0,12 - 0,007H_3 + 8,7H_3^p - 10,9\delta_{H_3} + 0,64W_{H_3} - 31,1H_{\pi} - 0,0224P_{\text{ИБ}}^3; (R^2 = 0,451) \quad (24)$$

- по объектам группы 2:

$$\text{КИН}_K^3 = -239,061 + 1,261H_3 + 14,810H_3^p - 27,013\delta_{H_3} + 4,206W_{H_3} + 23,387H_{\pi} - 0,068P_{\text{ИБ}}^3; (R^2 = 0,690) \quad (25)$$

- по объектам всех групп:

$$\text{КИН}_K^3 = 72,6 - 1,97H_3 + 9,4H_3^p - 12,9\delta_{H_3} + 0,28W_{H_3} + 1,87H_{\pi} + 22,7\delta_{H_{\pi}} - 0,24W_{H_{\pi}} - 8,77m_{\Gamma} + 2,76m_K - 0,0342P_{\text{ИБ}}^3. \quad (R^2 = 0,499) \quad (26)$$

С использованием ограниченного объема:

- по объектам группы 1:

$$\text{КИН}_K^3 = 17,6 + 2,08H_3 + 0,9H_3^p - 37,1H_{\pi} + 2,99m_{\Gamma} - 0,4K_p - 0,02P_{\text{ИБ}}^3; \quad (R^2 = 0,295) \quad (27)$$

- по объектам группы 2:

$$\text{КИН}_K^3 = 284 - 4,58H_3 + 6,94H_3^p - 37,7H_{\pi} - 16,5m_{\Gamma} - 5,59K_p - 0,06P_{\text{ИБ}}^3; (R^2 = 0,49) \quad (28)$$

- по объектам всех групп:

$$\text{КИН}_K^3 = -13657,2 - 17H_3 - 30,6H_3^p + 177,3H_{\pi} - 18,6m_{\Gamma} + 12,7K_p + 291,2\mu_{\text{н}} + 4,7H_{\text{зал}} + 717,6P_{\text{нас}} + 12,4K_{\text{неод}} - 0,03P_{\text{ИБ}}^3, \quad (R^2 = 0,399) \quad (29)$$

где $H_{\text{зал}}$ – глубина залегания пластов; $P_{\text{нас}}$ – давление насыщения нефти газом; $K_{\text{неод}}$ – комплексный показатель неоднородности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основании проведенных исследований получены следующие основные результаты и сделаны следующие основные выводы:

1. Решены задачи создания комплекса алгоритмов и методик, а также установления особенностей проведения процедуры идентификации объектов разработки в условиях неопределенности. При этом, более чем по полутора тысячам объектов разработки Волго-Уральской нефтегазоносной провинции проведена процедура идентификации и на её основе созданы алгоритмы: подбора объектов-аналогов на качественном уровне для залежей на ранней стадии разработки на основе использования типа коллектора, принадлежности к стратиграфической системе, ярусу, горизонту, тектоническому элементу;

идентификации и группирования, адаптированные к условиям залежей нефти, основанные на использовании параметров, оказывающих преобладающее влияние на процессы выработки запасов нефти и эффективность разработки, и лежащие в основе подсчета запасов и проектирования разработки месторождений; идентификации залежей нефти с различным типом коллекторов для поиска залежей-аналогов в коллекторах, приуроченных к различным стратиграфическим системам; поиска групп объектов-аналогов для залежей, находящихся вне рассмотренных в работе тектонических и стратиграфических элементов; идентификации залежей для стадии полного разбуривания месторождений, основанной на последовательном использовании получаемой информации об объекте; глубокой идентификации объектов, предполагающей использование достаточной по объему количественно-качественной информации для эффективного использования метода аналогий при решении производственных задач.

Установлены: области определения объектов-аналогов в карбонатных коллекторах, приуроченных к различным стратиграфическим системам; необходимость предварительной дифференциации объектов в зависимости от принадлежности к той или иной системе, что позволяет более четко провести идентификацию по ярусам и горизонтам; определенное сходство отдельных залежей в карбонатных коллекторах каменноугольной системы, приуроченных не только к различным тектоническим элементам, но и к различным стратиграфическим комплексам; различие степени влияния параметров, характеризующих особенности геологического строения и свойства пластовых флюидов, а также условия залегания и термобарические свойства на идентифицируемость залежей в разных условиях; минимальный набор параметров, характеризующих различные геологические системы для проведения процедуры идентификации с использованием ограниченного объема информации на ранних стадиях разработки нефтяных месторождений; случаи перемещения объектов во времени на факторных плоскостях дискриминантных функций в процессе получения дополнительной информации об объекте.

Определены: состав групп объектов, входящих в различные тектонико-стратиграфические элементы, а также вероятность их появления в группе с выделением группообразующих тектонико-стратиграфических элементов, что расширяет области поиска объектов-аналогов при их явном отсутствии; области в осях канонических дискриминантных функций для поиска объектов в терригенных коллекторах, близких по геологическому строению, приуроченных к различным стратиграфическим системам; набор единых параметров, обеспечивающих семидесятипроцентную идентифицируемость залежей.

Показано, что: при группировании процент верно сгруппированных объектов существенно выше при комплексном использовании факторов тектоники и стратиграфии по залежам с различными типами коллекторов; в пределах групп, выделенных по тектонико-стратиграфическому принципу,

присутствуют отдельные объекты, входящие в состав сопредельных тектонических элементов, ввиду идентичности условий формирования залежей – и это необходимо учитывать при идентификации и поиске объектов-аналогов; использование фактора тектонической приуроченности при группировании объектов необходимо проводить отдельно по залежам с различным типом коллекторов для снижения зон неопределенности; значимость параметров при проведении идентификации во многом определяется эмерджентностью (целостностью) системы, которая находит свое выражение в коррелированности параметров, характеризующих эту систему между собой.

2. Реализована процедура моделирования продуктивности скважин и залежей с использованием косвенной информации в условиях неопределенностей, вызванных отсутствием достоверных и достаточных данных гидродинамических исследований для реализации концепции эффективной разработки залежей с использованием искусственного интеллекта. При этом, на основе изучения процесса восстановления свойств призабойной зоны скважин после выхода из бурения в условиях групп объектов, выделенных по тектонико-стратиграфическому принципу, а также с использованием глубокой идентификации создана методика, позволяющая в условиях неопределенностей, связанных с ограниченным проведением гидродинамических исследований с использованием косвенной информации, дифференцированно по различным группам объектов: определять время восстановления реальных свойств призабойной зоны посредством проведения исследований методом установившихся отборов в период очистки ПЗП; оценивать дебиты скважин в период от освоения и до выхода на максимальный оптимальный дебит; сравнивать эффективность добычи нефти с использованием забоев различной конструкции.

Установлены периоды стабилизации значений коэффициентов продуктивности скважин после очистки призабойной зоны пласта дифференцированно по объектам, приуроченным к различным тектонико-стратиграфическим элементам и выделенным группам объектов внутри них, что позволяет снизить влияние посторонних «шумов» при оценке реальных значений коэффициента продуктивности.

Построены модели для прогнозирования продуктивности и удельной продуктивности скважин и залежей групп объектов, выделенных как с использованием тектонико-стратиграфического фактора, так и в результате глубокой идентификации внутри крупных тектонических и стратиграфических элементов. Модели для оценки продуктивности построены на основе использования как полного комплекса имеющейся информации о залежах групп объектов, в том числе и с использованием показателей геологической неоднородности, так и с использованием ограниченного объема, что позволяет осуществлять процедуру прогнозирования в стадии ввода месторождений в эксплуатацию, а также в условиях отсутствия или непредставительного объема информации о залежах. Проведен анализ полученных моделей и дано физическое толкование влияния параметров, вошедших в модели на

продуктивность как с точки зрения классических представлений, так и с точки зрения эмерджентности пластовых систем.

Установлено, что погрешности моделей, построенных по тектонико-стратиграфическим элементам, во всех случаях выше погрешностей моделей, построенных по выделенным группам объектов в результате проведения глубокой идентификации внутри этих элементов, что необходимо учитывать при проведении оценок и прогнозировании реальных значений коэффициентов продуктивности и удельной продуктивности как скважин, так и залежей в целом.

3. Изучены особенности процесса нефтеизвлечения дифференцированно в условиях различных групп месторождений с созданием научно-методических основ использования информационных технологий в решении задач повышения эффективности выработки запасов при разработке залежей без организации закачки в пласт воды.

Создан комплекс алгоритмов, позволяющих проводить прогноз и оценку конечного коэффициента извлечения нефти и выбор плотности сетки скважин в условиях неопределенности параметров пластовых систем по различным группам объектов, на основе полученных геолого-статистических моделей, построенных с использованием многовариантности и включающих в себя параметры, определяемые:

- по данным гидродинамических исследований скважин;
- достаточно надежно на начальной стадии разработки по результатам геофизических и лабораторных исследований;
- после полного разбуривания месторождений с учетом геологической неоднородности.

Установлены наборы параметров геологической неоднородности, в наибольшей мере оказывающие влияние на нефтеотдачу, причем степень и характер влияния их в условиях представленных групп объектов различны, что должно учитываться при проведении процедуры прогноза через идентификацию и выбор соответствующей модели.

Дана физическая интерпретация влияния вошедших в модели геолого-технологических параметров на коэффициент нефтеизвлечения, зависимостей степени выработки запасов при разработке залежей до предела экономической рентабельности от плотности сетки скважин и коэффициента продуктивности, что позволило устранить противоречивые толкования этого влияния на конечный коэффициент извлечения нефти по сравнению с классическими представлениями.

Показано, что модели, полученные для использования на ранней стадии разработки, имеют коэффициент детерминации на 25 % ниже, чем модели, полученные для использования после полного разбуривания месторождений, однако использование их на стадии составления технологических схем и проектов вполне оправдано, а погрешности моделей, построенных с учетом их тектонической и стратиграфической приуроченности, выше погрешностей моделей, построенных по группам объектов, выделенным в результате

проведения глубокой идентификации внутри этих элементов, что необходимо учитывать при проведении оценок и прогнозировании коэффициентов извлечения нефти.

4. Решен комплекс задач по созданию научно-методической базы геолого-технологического обоснования повышения эффективности управления заводнением в условиях неоднородной информации о залежах. При этом предложены параметры, характеризующие успешность заводнения, определены критические и минимальные их значения для фактической оценки взаимодействия нагнетательных и добывающих скважин, критические и максимальные расстояния между ними, а также алгоритмы снижения зон неопределенности при оценке успешности заводнения и прогноза максимальных значений взаимнокорреляционных функций по геолого-геофизическим данным.

Построены геолого-статистические модели, которые легли в основу методики прогноза максимального оптимального дебита скважин при разработке залежей на естественном режиме, а также скважин, окружающих нагнетательные, для обоснования выбора и совершенствования систем заводнения, ввода в эксплуатацию простаивающих скважин и скважин с других горизонтов. Определены параметры, оказывающие превалирующее влияние на дебиты скважин. Дано физическое толкование их влияния на величину дебита. Методика базируется на использовании ограниченного объема косвенной информации, имеющейся в наличии у недропользователей. Установлены области применения полученных результатов с минимальными рисками и показано существенное снижение зон неопределенности при проведении глубокой идентификации залежей в плане прогноза успешности реализации внутриконтурного заводнения.

Предложен комплекс алгоритмов для установления скважин-кандидатов добывающего фонда для перевода их в нагнетательный на разбуренных объектах, а также выбора систем заводнения на залежах, вводимых в разработку по объектам групп, выделенным с учетом тектонико-стратиграфического фактора и в результате проведения процедуры глубокой идентификации на основе полученных формул и граничных значений параметров успешности.

Для эффективного решения задач разработки предложено использовать параметр интенсивности воздействия, который в комплексе включает в себя не только плотность сетки скважин, но и отношение количества скважин добывающего и нагнетательного фондов. Созданы модели для прогноза конечного коэффициента извлечения нефти при использовании различных плотностей сеток скважин и систем заводнения на основе проведения гидродинамических исследований по скважинам после очистки призабойной зоны от продуктов бурения. Показана необходимость дифференциации плотности сетки добывающих и систем размещения нагнетательных скважин по площади объектов разработки.

Определен актуальный набор параметров, позволяющий использовать созданные геолого-статистические модели прогноза конечного коэффициента извлечения нефти в различных условиях разработки, в том числе в условиях дефицита данных гидродинамических исследований.

Дана физическая интерпретация характера влияния геолого-технологических факторов на процесс выработки запасов нефти.

Показано, что в условиях каждой выделенной группы объектов на степень выработки запасов нефти оказывает влияние свой специфический набор геологических параметров, при этом вклад их в конечный результат различен, различны характер и степень влияния плотности сетки скважин и соотношения количества добывающих скважин к нагнетательным, что является отражением влияния неучтенных факторов и нивелируется процедурой идентификации, последующей дифференциацией объектов и использованием соответствующих моделей. Установлено, что увеличение степени трещиноватости пород-коллекторов приводит к росту степени выработки запасов.

Список работ, опубликованных автором по теме диссертации:

– в монографиях:

1. Мухаметшин В. В. Повышение эффективности управления активами с использованием заводнения продуктивных пластов: учебное пособие / В. В. Мухаметшин, Л. С. Кулешова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. – 153 с.

2. Интенсификация притока флюидов из карбонатных коллекторов с применением воздействия композиционными кислотными составами: учебное пособие / А. В. Андреев, Г. С. Дубинский, В. В. Мухаметшин, Л. С. Кулешова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. – 188 с.

3. Научно-методическое обоснование решений, направленных на повышение эффективности разработки «зрелых» нефтяных месторождений: учебное пособие / В. А. Грищенко, В. В. Мухаметшин, Л. С. Кулешова, Р. Ф. Якупов, Т. Р. Вафин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – 128 с.

4. Ахметов Р. Т. Использование капилляриметрических исследований керна и данных геофизических исследований в решении вопросов интеллектуализации разработки нефтяных месторождений: монография / Р. Т. Ахметов, Л. С. Кулешова, В. В. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2023. – 138 с.

5. Кулешова Л. С. Идентификация залежей Волго-Уральской нефтегазоносной провинции для решения задач разработки с использованием искусственного интеллекта: монография / Л. С. Кулешова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2023. – 150 с.

6. Кулешова Л. С. Прогнозирование продуктивности залежей нефти для управления разработкой в условиях неопределенности: монография / Л. С. Кулешова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2024. – 168 с.

7. Кулешова Л. С. Снижение рисков принятия неэффективных решений при разработке залежей на естественных режимах в условиях неопределенностей: монография / Л. С. Кулешова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2025.

– 146 с.

8. Кулешова Л. С. Создание научно-методических основ управления заводнением продуктивных нефтяных пластов с использованием искусственного интеллекта: монография / Л. С. Кулешова. – Уфа Изд-во УГНТУ, 2025. – 146 с.

– в изданиях, входящих в перечень рецензируемых научных изданий ВАК при Министерстве науки и высшего образования РФ:

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

10. Мухаметшин В. В. Оценка добычных возможностей скважин с использованием косвенной геолого-геофизической информации / В. В. Мухаметшин, Л. С. Кулешова // Нефтегазовое дело. – 2019. – Т. 17. – № 3. – С. 94-99. – DOI: 10.17122/ngdelo-2019-3-94-99.

11. Кулешова Л. С. Снижение рисков принятия низкоэффективных решений при совершенствовании систем заводнения залежей / Л. С. Кулешова, В. В. Мухаметшин // Нефтегазовое дело. – 2019. – Т. 17. – № 5. – С. 55-61. – DOI: 10.17122/ngdelo-2019-5-55-61.

12. Особенности разработки месторождений высоковязкой нефти в условиях низкого пластового давления / А. Н. Иванов, М. М. Велиев, Э. М. Велиев, Л. С. Кулешова, Е. А. Удалова // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 8. – С. 50-52. – DOI: 10.24887/0028-2448-2021-8-50-52.

13. Анализ эффективности заводнения месторождений на поздней стадии разработки / И. Г. Фаттахов, А. С. Семанов, А. И. Семанова, Л. С. Кулешова, В. А. Иктисанов // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 8. – С. 42-46. – DOI: 10.24887/0028-2448-2023-8-42-46.

14. Кулешова Л. С. Совершенствование научных подходов к эксплуатации малодебитных скважин в кратковременном периодическом режиме на заключительной стадии разработки месторождений с использованием геолого-статистического моделирования / Л. С. Кулешова, В. В. Мухаметшин, Р. А. Гилязетдинов // Нефть. Газ. Новации. – 2023. – № 5 (270). – С. 22-26.

15. Уточнение результатов решения задач разработки залежей Волго-Уральской нефтегазоносной провинции с использованием методов ранжирования геолого-статистических моделей / Р. А. Гилязетдинов, Л. С. Кулешова, В. В. Мухаметшин, Р. Ф. Якупов, В. А. Грищенко // Науки о Земле и недропользование. – 2023. – Т. 46. – № 4 (85). – С. 402-412. – DOI: 10.21285/2686-9993-2023-46-4-402-412.

16. Кулешова Л. С. Использование методов геолого-статистического моделирования для снятия неопределенностей при формировании алгоритма вовлечения в разработку остаточных запасов нефти залежей Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / Л. С. Кулешова, Р. А. Гилязетдинов, В. В. Мухаметшин // Нефть. Газ. Новации. – 2023. – № 12 (277). – С. 39-45.

17. Использование обобщенной модели капиллярных кривых для оценки фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов / Р. Т. Ахметов, Л. С. Кулешова, Р. В. Вафин, Э. Ф. Велиев, В. В. Мухаметшин, М. О. Михайлов, Р. А. Гилязетдинов, П. М. Малышев, Д. Р. Зайнутдинова // Нефть. Газ. Новации. – 2023. – № 12 (277). – С. 35-38.
18. Создание алгоритма идентификации объектов-аналогов в карбонатных коллекторах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / Л. С. Кулешова, Р. В. Вафин, Р. А. Гилязетдинов, В. В. Мухаметшин, Р. Ф. Якупов, З. Н. Сагитова // Нефтегазовое дело. – 2024. – Т. 22. – № 2. – С. 13-27. – DOI: 10.17122/ngdelo-2024-2-13-27.
19. Гилязетдинов Р. А. О влиянии показателей неоднородности на эффективность прогнозирования коэффициента продуктивности (на примере залежей в карбонатных коллекторах Урало-Поволжья) / Р. А. Гилязетдинов, Л. С. Кулешова // Науки о Земле и недропользование. – 2024. – Т. 47. – № 2. – С. 170-179. – DOI: 10.21285/2686-9993-2024-47-2-170-179.
20. Кулешова Л. С. Роль и значимость геологической неоднородности в формировании продуктивности известняков фаменского яруса Южно-Татарского свода / Л. С. Кулешова // Науки о Земле и недропользование. – 2024. – Т. 47. – № 2. – С. 220-226. – DOI: 10.21285/2686-9993-2024-47-2-220-226.
21. О необходимости снятия неопределенностей при использовании геолого-промысловой информации для оценки продуктивности залежей / В. В. Мухаметшин, Л. С. Кулешова, Р. А. Гилязетдинов, А. И. Кириллов // Нефть. Газ. Новации. – 2024. – № 3 (280). – С. 58-64.
22. Кулешова Л. С. Устранение неопределенности в условиях ограниченного объема геолого-промысловой информации / Л. С. Кулешова, В. В. Мухаметшин, Р. А. Гилязетдинов // Известия вузов. Горный журнал. – 2024. – № 4. – С. 113-123. – DOI: 10.21440/0536-1028-2024-4-113-123
23. Кулешова Л. С. Оценка влияния плотности сетки скважин на нефтеотдачу в условиях неопределенности / Л. С. Кулешова // Нефтегазовое дело. – 2024. – Т. 22, – № 4. – С. 10-16. – DOI: 10.17122/ngdelo-2024-4-10-16.
24. Гилязетдинов Р. А. Комплексный алгоритм оценки степени и характера взаимосвязи между продуктивностью залежей и набором геолого-промысловых параметров / Р. А. Гилязетдинов, Л. С. Кулешова // Известия УГГУ. – 2024. – Вып. 3 (75). – С. 86-94. – DOI:10.21440/2307-2091-2024-3-86-94.
25. Оценка времени очистки призабойной зоны скважин в условиях неопределенности / Л. С. Кулешова, В. В. Мухаметшин, Р. А. Гилязетдинов, А. И. Кириллов // Нефтегазовое дело. – 2024. – Т. 22. – № 5. – С. 17-29. – DOI: 10.17122/ngdelo-2024-5-17-29.
26. Мухаметшин В. В. Повышение эффективности управления ресурсной базой жидких углеводородов в условиях неоднородности и неравновесности геолого-промысловой информации / В. В. Мухаметшин, Р. А. Гилязетдинов, Л. С. Кулешова // Известия вузов. Горный журнал. – 2024. – № 6. – С. 89-100. – DOI: 10.21440/0536-1028-2024-6-89-100.
27. Кулешова Л. С. О необходимости дифференцированного подхода к

выбору плотности сетки скважин по залежам турнейского яруса / Л. С. Кулешова // Нефтегазовое дело. – 2024. – Т. 22, – № 6. – С. 8-15. – DOI: 10.17122/ngdelo-2024-6-8-15.

28. Изучение влияния геолого-технологических факторов на степень выработки трудноизвлекаемых запасов нефти / Л. С. Кулешова, В. В. Мухаметшин, Р. А. Гилязетдинов, В. Н. Петров // Нефть. Газ. Новации. – 2024. – № 12 (289). – С. 15-19.

29. Перспективы применения комплексных геолого-физических факторов для моделирования коэффициента продуктивности / Р. А. Гилязетдинов, Л. С. Кулешова, А. М. Маляренко, В. В. Мухаметшин // Нефтегазовое дело. – 2025. – Т. 23. – № 1. – С. 8-17. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2025-1-8-17>.

30. Гилязетдинов Р. А. Разработка алгоритма комплексного моделирования реального коэффициента продуктивности с учетом проведения солянокислотных обработок / Р. А. Гилязетдинов, В. В. Мухаметшин, Л. С. Кулешова // Известия высших учебных заведений. Горный журнал. – 2025. – № 1. – С. 78-89. – DOI 10.21440/0536-1028-2025-1-78-89.

31. Кулешова Л. С. Особенности моделирования продуктивности залежей в карбонатных коллекторах турнейского яруса Урало-Поволжья / Л. С. Кулешова // Известия УГГУ. – 2025. – № 1 (77). – С. 70-76. DOI: 10.21440/2307-2091-2025-1-70-76.

32. Кулешова Л. С. Комплексное геолого-статистическое моделирование процесса нефтеизвлечения с использованием различных объемов информации / Л. С. Кулешова // Нефтегазовое дело. – 2025. – Т. 23. – № 2. – С. 8-14. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2025-2-8-14>.

33. Особенности валидации моделей прогнозирования продуктивности залежей с использованием автоматической идентификации значимости геолого-промысловых параметров / Л. С. Кулешова, А. М. Маляренко, В. В. Мухаметшин, Р. А. Гилязетдинов, И. М. Бакиров // Нефть. Газ. Новации. – 2025. – № 3 (292). – С. 10-15.

34. Способ построения гистограммы распределения поровых каналов по размерам с использованием капилляриметрических исследований / Р. Т. Ахметов, Л. С. Кулешова, А. М. Маляренко, М. О. Михайлов, Р. А. Гилязетдинов // Известия вузов. Горный журнал. – 2025. – № 2. – С. 88-96 – DOI: 10.21440/0536-1028-2025-2-88-96

– в изданиях, индексируемых в международных базах цитирования Scopus и Web of Science:

35. Kuleshova L. S. Estimation of the wells hydrodynamic drag level based on wells geophysical survey data / L. S. Kuleshova, V. V. Mukhametshin // Atlantis Highlights in Material Sciences and Technology. – 2019. – Vol. 1. – P. 727-729. – DOI: 10.2991/isees-19.2019.145.

36. Kuleshova L. S. Elimination of uncertainties in predicting well interaction using indirect geological field information / L. S. Kuleshova, V. V. Mukhametshin // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2019. – Vol. 378. – № 1. – Номер статьи 012115. – DOI: 10.1088/1755-1315/378/1/012115.

37. Mukhametshin V. V. Prediction of production well flow rates using survey data / V. V. Mukhametshin, L. S. Kuleshova // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2019. – Vol. 378. – № 1. – Номер статьи 012116. – DOI: 10.1088/1755-1315/378/1/012116.

38. Kuleshova L. S. Applying information technologies in identifying the features of deposit identification under conditions of different oil-and-gas provinces / L. S. Kuleshova, V. V. Mukhametshin, A. R. Safiullina // Journal of Physics: Conference Series. – 2019. – Vol. 1333. – № 7. – Номер статьи 072012. – DOI: 10.1088/1742-6596/1333/7/072012.

39. Mukhametshin V. V. Analogies method application to increase the involvement degree in the deposits development of the Jurassic oil and gas complex in Western Siberia / V. V. Mukhametshin, L. S. Kuleshova // Journal of Physics: Conference Series. – 2020. – Vol. 1582. – № 1. – Номер статьи 012065. – DOI: 10.1088/1742-6596/1582/1/012065.

40. Zeigman Yu. V. Management of flooding of low-production deposits according to geological and field data / Yu. V. Zeigman, V. V. Mukhametshin, L. S. Kuleshova // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2020. – Vol. 579. – № 1. – Номер статьи 012019. – DOI: 10.1088/1755-1315/579/1/012019.

41. Мухаметшин В. В., Кулешова Л. С. О снижении уровня неопределенности при управлении заводнением залежей с трудноизвлекаемыми запасами // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 5. – С. 140-146. DOI 10.18799/24131830/2020/5/2644.

42. Mukhametshin V. V., Kuleshova L. S. Analogies method application to increase the involvement degree in the deposits development of the Jurassic oil and gas complex in Western Siberia // Journal of Physics: Conference Series (High-Tech and Innovations in Research and Manufacturing (HIRM-2020)). – 2020. – Vol. 1582. – 012065. – P. 1-6. DOI: 10.1088/1742-6596/1582/1/012065

43. Группирование эксплуатационных объектов на основе параметров обобщённой модели кривых капиллярного давления на примере ряда нефтяных месторождений Западной Сибири / Р. Т. Ахметов, В. В. Мухаметшин, Л. С. Кулешова, О. А. Грезина // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 11. – С. 89-97. DOI: 10.18799/24131830/2021/11/3084.

44. Mukhametshin V. V. Using the method of canonical discriminant functions for a qualitative assessment of the response degree of producing wells to water injection during the development of carbonate deposits / V. V. Mukhametshin, L. S. Kuleshova // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2021. – Vol. 1064. – № 1. – Номер статьи 012069. – DOI: 10.1088/1757-899X/1064/1/012069.

45. Kuleshova L. S. Assessment of the degree of interaction of wells of Tournaisian high-viscosity oil deposits of Bashkiria using geological and statistical models / L. S. Kuleshova, V. V. Mukhametshin // Journal of Physics: Conference Series. – 2021. – Vol. 2032. – № 1. – Номер статьи 012044. – DOI: 10.1088/1742-

6596/2032/1/012044.

46. Mukhametshin V. V. The role and significance of the stratigraphic factor in the identification of oil fields / V. V. Mukhametshin, L. S. Kuleshova // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2021. – Vol. 867. – № 1. – Номер статьи 012015. – DOI: 10.1088/1755-1315/867/1/012015.

47. Mukhametshin V. V. The identity of oil deposits in Western Siberia depending on their stratigraphic confinement / V. V. Mukhametshin, L. S. Kuleshova // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2021. – Vol. 867. – № 1. – Номер статьи 012016. – DOI: 10.1088/1755-1315/867/1/012016.

48. Screening and assessing the conditions for effective oil recovery enhancing techniques application for hard to recover high-water cut reserves / V. V. Mukhametshin, R. N. Bakhtizin, L. S. Kuleshova, A. P. Stabinskas, A. R. Safiullina // SOCAR Proceedings. – 2021. – Special Issue 2. – P. 48-56. – DOI: 10.5510/OGP2021SI200588.

49. Improving the carbonate reservoirs development efficiency on the example of the Tournaisian stage deposits / V. A. Grishchenko, T. V. Pozdnyakova, B. M. Mukhamadiyev, V. V. Mukhametshin, R. N. Bakhtizin, L. S. Kuleshova, R. F. Yakupov // SOCAR Proceedings. – 2021. – Special Issue 2. – P. 238-242. – DOI: 10.5510/OGP2021SI200603.

50. Increasing the efficiency management of carbonate oil deposits development in the Kashiro-Podolsk deposits of the Birsk saddle / S. R. Nurov, R. F. Yakupov, V. V. Mukhametshin, A. T. Gareev, L. S. Kuleshova, I. A. Faizov // SOCAR Proceedings. – 2022. – Special Issue 1. – P. 90-98. – DOI: 10.5510/OGP2022SI100650.

51. Mukhametshin V. V. Improving the lower cretaceous deposits development efficiency in Western Siberia employing enhanced oil recovery / V. V. Mukhametshin, L. S. Kuleshova // SOCAR Proceedings. – 2022. – Special Issue 1. – P. 9-18. – DOI: 10.5510/OGP2022SI100640.

52. Mukhametshin V. V. Differentiation of exploration and production wells to prevent the breakthrough of water injected into the reservoir / V. V. Mukhametshin, L. S. Kuleshova // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2022. – Vol. 1021. – № 1. – Номер статьи 012008. – P. 1-7. – DOI: 10.1088/1755-1315/1021/1/012008.

53. Methodical approach to substantiation of the strategy for the development of residual oil reserves at the final stage of development, taking into account facies analysis / V. A. Grishchenko, V. V. Mukhametshin, R. N. Bakhtizin, Yu. V. Zeigman, L. S. Kuleshova, R. F. Yakupov, T. R. Vafin // SOCAR Proceedings. – 2022. – № 3. – P. 66-75. – DOI: 10.5510/OGP20220300710.

54. Analysis of the implemented development system effectiveness, horizontal wells drilling and well interventions in the conditions of carbonate deposits of the Tournaisian tier of the Znamenskoye oil field / R. F. Yakupov, R. U. Rabaev, V. V. Mukhametshin, L. S. Kuleshova, V. E. Trofimov, T. V. Pozdnyakova, S. V. Popova // SOCAR Proceedings. – 2022. – № 4. – P. 97-106. – DOI: 10.5510/OGP20220400788.

55. Mukhametshin V. V. On the selection of landfill sites in the conditions of the Jurassic and Paleozoic deposits of the West Siberian oil and gas province / V. V. Mukhametshin, L. S. Kuleshova // SOCAR Proceedings. – 2023. – № 3. – P. 15-21. – DOI: 10.5510/OGP20230300882.

56. Kuleshova L. S. Using indirect estimates to improve development efficiency of the deposits with flooding application / L. S. Kuleshova // SOCAR Proceedings. – 2023. – № 3. – P. 112-119. – DOI: 10.5510/ogp20230300893.

57. Мухаметшин В. В. Алгоритм обоснования выбора объектов для внедрения инновационных технологий добычи нефти в условиях нижнемеловых отложений Западной Сибири / В. В. Мухаметшин, Л. С. Кулешова // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – № 10. – С. 179–186. DOI:10.18799/24131830/2023/10/4123.

58. Ways to increase the resource base of the Volga-Ural oil and gas province / V. V. Mukhametshin, R. U. Rabaev, L. S. Kuleshova, R. V. Vafin, M. M. Veliev, R. R. Stepanova, R. A. Gilyazetdinov // SOCAR Proceedings. – 2023. – № 4. – P. 42-49. – DOI: 10.5510/OGP20230400914.

59. Kuleshova L. S. On filtering information to justify management decisions in oil production / L. S. Kuleshova // SOCAR Proceedings. – 2023. – № 4. – P. 124-132. – DOI: 10.5510/OGP20230400925.

60. Application of inflow control devices in the development of oil deposits of terrigenous reservoirs at a late stage of development / R. F. Yakupov, V. V. Mukhametshin, E. F. Veliyev, A. G. Malov, L. S. Kuleshova, R. Y. Igebaev, A. M. Vagizov, L. N. Mamaeva // SOCAR Proceedings. – 2023. – Special Issue 2. – P. 115-124. – DOI: 10.5510/OGP2023SI200899.

61. Well pattern infilling as a way to increase low-permeability reservoirs development efficiency / V. A. Grishchenko, L. S. Kuleshova, G. I. Khabibullin, V. V. Mukhametshin, A. S. Trofimchuk, D. P. Chemezov, A. R. Garipov, R. O. Guseynov, A. A. Aliyev // SOCAR Proceedings. – 2023. – Special Issue 2. – P. 134-142. – DOI: 10.5510/OGP2023SI200901.

62. Kuleshova L. S. The role and significance of the tectonic-stratigraphic factor in the formation of the structural features of hydrocarbon deposits of the Volga-Ural oil and gas province / L. S. Kuleshova, V. V. Mukhametshin, R. A. Gilyazetdinov // SOCAR Proceedings. – 2024. – № 1. – P. 10-17. – DOI: 10.5510/ogp20240100934.

63. Analysis of the causes of flooding of long-term deposits under conditions of high geological heterogeneity / R. Gilyazetdinov, R. Vafin, L. Kuleshova, V. V. Mukhametshin // E3S Web of Conferences. – 2024. – Vol. 524. – Номер статьи 03043. – DOI: 10.1051/e3sconf/202452403043.

64. On the depth of identification of objects in the study of the influence of the density of the grid of wells on the degree of production of oil reserves / V. V. Mukhametshin, R. A. Gilyazetdinov, L. S. Kuleshova, S. H. Novruzova, M. A. Mammadova, V. M. Askerov // SOCAR Proceedings. – 2024. – Special Issue 1. – P. 26-31. – DOI: 10.5510/OGP2024SI100958.

65. Kuleshova L. S. Modeling of the oil recovery process for managing the development of deposits using artificial intelligence / L. S. Kuleshova // SOCAR Proceedings. – 2024. – Special Issue 1. – P. 22-25. – DOI: 10.5510/OGP2024SI100957.

66. Kuleshova L. S. Reducing the risks of making erroneous decisions when managing the development of deposits in carbonate reservoirs / L. S. Kuleshova // SOCAR Proceedings. – 2024. – № 2. – P. 3-12. – DOI: 10.5510/OGP20240200960.

67. Kuleshova L. S. On the need to apply a differentiated approach to the creation of a scientific and methodological base for the use of artificial intelligence in solving development tasks / L. S. Kuleshova // SOCAR Proceedings. – 2024. – № 3. – P. 39-46. – DOI: 10.5510/OGP20240300991.

68. Gilyazetdinov R. A. An experimental approach to estimating the current oil recovery coefficient using a complex of stochastic and numerical computer modeling methods / R. A. Gilyazetdinov, L. S. Kuleshova, V. V. Mukhametshin // SOCAR Proceedings. – 2024. – Special Issue 1. – P. 47-52. DOI: 10.5510/OGP2024SI100984.

69. Kuleshova L. Improving the efficiency of solving problems of evaluating the effectiveness of the use of reservoir opening technologies in conditions of noisy information / L. Kuleshova, V. V. Mukhametshin, R. Gilyazetdinov // AIP Conference Proceedings. – 2024. – Vol. 3243. – № 1. – Номер статьи 020028. – URL: https://pubs.aip.org/aip/acp/search/results?page=1&q=Improving%20the%20efficiency%20of%20solving%20problems%20of%20evaluating%20the%20effectiveness%20of%20the%20use%20of%20reservoir%20opening%20technologies%20in%20conditions%20of%20noisy%20information&fl_SiteID=1000005 (дата обращения: 22.02.2025). – DOI: 10.1063/5.0247757.

70. Kuleshova L. Complex geological and statistical modeling of productivity of deposits of the coal system of the Ural-Volga region, composed of carbonate reservoirs / L. Kuleshova // AIP Conference Proceedings. – 2024. – Vol. 3243. – № 1. – Номер статьи 020029. – URL: <https://pubs.aip.org/aip/acp/article-abstract/3243/1/020029/3327915/Complex-geological-and-statistical-modeling-of?redirectedFrom=fulltext> (дата обращения: 22.02.2025). – DOI: 10.1063/5.0247710.

71. Kuleshova L. On the need for differentiated choice of well spacing in carbonate reservoirs / L. Kuleshova, R. Gilyazetdinov, V. V. Mukhametshin // AIP Conference Proceedings. – 2024. – Vol. 3243. – № 1. – Номер статьи 020017. – URL: <https://pubs.aip.org/aip/acp/article-abstract/3243/1/020017/3327907/On-the-need-for-differentiated-choice-of-well?redirectedFrom=fulltext> (дата обращения: 22.02.2025). – DOI: [10.1063/5.0247706](https://doi.org/10.1063/5.0247706).

72. Kuleshova L. Assessment of the influence of geological and technological parameters of the Tournaisian layer deposits on the oil recovery process / L. Kuleshova, V. V. Mukhametshin, R. Gilyazetdinov // AIP Conference Proceedings. – 2024. – Vol. 3243. – № 1. – Номер статьи 020129. – URL: <https://pubs.aip.org/aip/acp/article-abstract/3243/1/020129/3328016/Assessment-of->

the-influence-of-geological-and?redirectedFrom=fulltext (дата обращения: 22.02.2025). – DOI: 10.1063/5.0247713.

73. Kuleshova L. On the effect of the well grid density on the efficiency of the technology for the implementation of oil extraction from the Verey horizon deposits in carbonate reservoirs / L. Kuleshova // AIP Conference Proceedings. – 2024. – Vol. 3243. – № 1. – Номер статьи 020130. – URL: <https://pubs.aip.org/aip/acp/article-abstract/3243/1/020130/3328015/On-the-effect-of-the-well-grid-density-on-the?redirectedFrom=fulltext> (дата обращения: 22.02.2025). – DOI: 10.1063/5.0247718.

74. Kuleshova L. S. The effect of the intensity of the impact on the production of oil reserves during in-circuit flooding under various conditions tectonic and stratigraphic elements / L. S. Kuleshova, V. V. Mukhametshin, R. A. Gilyazetdinov // SOCAR Proceedings. – 2025. – № 1. – P. 46-50. DOI:10.5510/OGP20250101042

– в прочих изданиях:

75. Мухаметшин В. В. Использование коэффициента продуктивности для оценки результативности технологий, направленных на расширение использования ресурсной базы месторождений / В. В. Мухаметшин, Л. С. Кулешова // Методы и технологии добычи трудноизвлекаемых запасов природных углеводородов: материалы Международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – С. 20-35.

76. Мухаметшин В. В. Оценка степени взаимодействия скважин с использованием геолого-статистических моделей / В. В. Мухаметшин, Л. С. Кулешова // Методы и технологии добычи трудноизвлекаемых запасов природных углеводородов: материалы Международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – С. 35-46.

77. Кулешова Л. С. Особенности идентификации залежей в условиях различных нефтегазоносных регионов / Л. С. Кулешова, В. В. Мухаметшин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 5 (329). – С. 61-65. – DOI: 10.30713/2413-5011-2019-5(329)-61-65.

78. Кулешова Л. С. Прогнозирование взаимодействия добывающих и нагнетательных скважин по косвенным данным / Л. С. Кулешова, В. В. Мухаметшин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 7 (331). – С. 55-58. – DOI: 10.30713/2413-5011-2019-7(331)-55-58.

79. О повышении интенсивности ввода в активную разработку залежей нефти с трудноизвлекаемыми запасами в карбонатных коллекторах / В. А. Грищенко, Р. Р. Гареев, И. М. Циклис, Л. С. Кулешова, В. В. Мухаметшин, Р. Ф. Якупов, Т. Р. Вафин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – № 1 (361). – С. 45-52. – DOI: 10.33285/2413-5011-2022-1(361)-45-52.

80. Идентификация особенностей изменения коэффициента продуктивности в период очистки призабойной зоны пласта с использованием инструментов геолого-статистического моделирования / Р. А. Гилязетдинов,

В. В. Мухаметшин, Л. С. Кулешова, А. И. Кириллов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2024. – № 6 (390). – С. 40-47.

81. Гилязетдинов Р. А. Использование комплексной дифференциации и кластеризации геолого-промысловой информации при прогнозировании продуктивности залежей Южно-Татарского свода / Р. А. Гилязетдинов, Л. С. Кулешова, В. В. Мухаметшин // Горная промышленность. – 2024. – № 5S. – С. 172–176. – DOI: 10.30686/1609-9192-2024-5S-172-176.

– результаты интеллектуальной деятельности:

82. Свид. об офиц. Рег. Программы для ЭВМ №2024691625. Программа для проведения дифференциации и группирования залежей жидких углеводородов / Л. С. Кулешова, В. В. Мухаметшин, Р. А. Гилязетдинов.

83. Свид. об офиц. Рег. Программы для ЭВМ № 2024691624. Программа для экспресс-оценки эффективности заводнения / Р. А. Гилязетдинов, Л. С. Кулешова, В. В. Мухаметшин.

84. Свид. об офиц. Рег. Программы для ЭВМ № 2025610267. Программа для оценки эффективности проведенных геолого-технических мероприятий / В. В. Мухаметшин, Р. А. Гилязетдинов, Л. С. Кулешова.

85. Свид. об офиц. Рег. Программы для ЭВМ № 2025619156 Глубокая идентификация залежей в условиях различного объема геолого-промысловой информации / Л. С. Кулешова, В. В. Мухаметшин, Р. А. Гилязетдинов.

86. Свид. об офиц. Рег. Программы для ЭВМ № 2025618820 Ранжирование разноуровневых геолого-статистических моделей прогнозирования нефтеотдачи пластов / Р. А. Гилязетдинов, Л. С. Кулешова, В. В. Мухаметшин, А. Г. Малов.