

На правах рукописи

Попов Никита Андреевич

**РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ ДИФФЕРЕНЦИАЦИИ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ
ПО ИХ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИМ СВОЙСТВАМ ДЛЯ ПЕРМОКАРБОНОВОЙ
ЗАЛЕЖИ УСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ**

Специальность 1.6.11. Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Пермь – 2023

Работа выполнена в федеральном государственном автономном образовательном учреждении высшего образования «Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

Научный руководитель: **Путилов Иван Сергеевич**,
доктор технических наук, доцент

Официальные оппоненты: **Губина Августа Ивановна**
доктор геолого-минералогических наук, федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Пермский государственный национальный исследовательский университет», кафедра геофизики, профессор

Дуркин Сергей Михайлович
кандидат технических наук, ООО «СамараНИПИнефть»,
главный эксперт по разработке, доцент

Ведущая организация: Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Северный (Арктический) федеральный университет имени М.В. Ломоносова»

Защита состоится 14 марта 2023 года в 13:00 на заседании диссертационного совета Пермского национального исследовательского политехнического университета Д ПНИПУ.05.15 по адресу: 614990, г. Пермь, Комсомольский проспект, 29, ауд. 345.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте ФГАОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет» (www.pstu.ru).

Автореферат разослан «__» _____ 2023 года

Ученый секретарь
диссертационного совета Д ПНИПУ.05.15,
кандидат технических наук, доцент

Мелехин А.А.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования. В настоящее время запасы углеводородов из традиционных объектов нефтегазовых регионов Российской Федерации сокращаются. Это создает проблему падения добычи нефти. Вероятным способом сохранения добычи на текущих отметках является введение в разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.

Тимано-Печорский нефтегазовый регион входит в число наиболее перспективных среди других нефтегазовых регионов России благодаря своему административному, географическому положению и инфраструктурным особенностям. Его запасы углеводородов, с учетом запасов шельфовой зоны Печорского моря, являются уникальными и, в рамках развития нефтегазового сектора Российской Федерации, будут играть ведущую роль для увеличения запасов сырьевой базы страны.

Усинское месторождения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции является особенным, исходя из высокой вязкости нефти и размеров самой залежи. Изучение и разработка пермокарбоневой залежи Усинского месторождения значительно затруднена из-за сложного минерального состава и структуры пустотного пространства пород-коллекторов.

Определение петрофизических свойств и дифференциация полученных результатов исследований для трещинно-каверново-поровых коллекторов требует разработки специальных приемов, которые будут учитывать характер фильтрационных процессов на всех масштабных уровнях. Диссертационное исследование направлено на разработку специальных методик дифференциации петрофизических свойств в зависимости от фациальной зональности для изучения трещинно-каверново-поровых коллекторов с целью повышения эффективности их разработки.

Степень разработанности темы исследования. Информация о коллекторских и физических свойствах горных пород крайне важна для планирования геолого-технологических мероприятий, подсчете запасов, создания трёхмерных геолого-фильтрационных моделей, а также при планировании разработки и эксплуатации месторождений углеводородов. Полученные при лабораторных исследованиях керны и пластовых флюидов результаты являются единственным прямым источником такой информации. Необходимость верной оценки физических и коллекторских свойств пород-коллекторов разрабатываемых месторождений широко освещены в научной литературе, особенно в работах авторов: В.И. Петерсилье, Н.Н. Михайлов, Т.Ф. Дьяконова, В.А. Жемчугова, Д.А. Асташкин, И.С. Путилов, И.П. Гурбатова, Э.Г. Рабиц, Ю.Я. Белов, П.Н. Рехачев, О.А. Морозюк, Г.П. Хижняк, В.П. Митрофанов, А.А. Злобин и др.

Несмотря на большое количество работ по теме исследования, вопрос дифференциации пород-коллекторов по их петрофизическим свойствам с учетом сложной структуры пустотного пространства и полиминерального состава, в том числе в зависимости от фациальной принадлежности на текущий момент не решен.

Цель исследования – разработка специальных методик дифференциации пород-коллекторов по их петрофизическим свойствам в зависимости от фациальной

зональности для изучения трещинно-каверново-поровых коллекторов для повышения эффективности разработки пермокарбоновой залежи Усинского месторождения нефти высокой вязкости.

В соответствии с целью определены основные **задачи** исследования:

- 1) обзор существующих практик в области исследований кернового материала, а также литолого-петрофизических исследований пород;
- 2) разработка подходов по классификации типов породы по Данему и фациям с использованием шлифов нефтяного месторождения и применением технологии глубокого обучения нейронной сети;
- 3) разработка методических подходов к дифференциации коллекторских, физических и петрографических свойств, в том числе в зависимости от фациальной зональности;
- 4) анализ влияния фациальной зональности на коэффициенты вытеснения нефти водой с учетом температуры проведения экспериментов;
- 5) формирование предложений по размещению эксплуатационного фонда скважин с учетом зональности фильтрационно-емкостных свойств и анализа показателей работы скважин пермокарбоновой залежи Усинского месторождения нефти.

Научная новизна исследования:

Установлены изменения коэффициентов накопленной корреляции открытой пористости и газопроницаемости, которые позволяют выделить участки, связанные с изменением соотношений типов структуры порового пространства в диапазонах изучаемых геолого-физических характеристик.

Применен цифровой формат, позволяющий проводить классификацию типов пород по Данему и фациям с использованием шлифов нефтяного месторождения и применением технологии глубокого обучения нейронной сети.

Определены уравнения взаимосвязи между коэффициентом вытеснения нефти водой, фациальной зональностью, пористостью, газопроницаемостью при разных температурах проведения экспериментов для пермокарбоновой залежи Усинского месторождения нефти высокой вязкости.

Построена трехмерная модель пермокарбоновой залежи Усинского месторождения нефти, описывающая распределение зональности фильтрационно-емкостных свойств в пространстве с учетом классификации шлифов по Данему.

Теоретическая и практическая значимость работы

Результаты полученных исследований применимы для планирования геолого-технологических мероприятий, подсчете запасов, создания трёхмерных геолого-фильтрационных моделей, а также при планировании разработки и эксплуатации Усинского месторождения нефти.

Кроме вышеобозначенного практическую значимость имеет следующее:

1. применение технологии глубокого обучения нейронной сети с целью проведения классификации типов пород по Данему с использованием шлифов нефтяного месторождения;

2. использование подходов по дифференциации коллекторских, физических и петрографических свойств в зависимости от фациальной зональности;

3. построение концептуальной седиментологической модели пермокарбоневой залежи Усинского месторождения нефти с учетом фациальной принадлежности и характеристикой фильтрационно-емкостных свойств;

4. рекомендации по корректировке размещения эксплуатационного фонда скважин с учетом созданной трехмерной геологической модели.

Методы и методология исследования.

Для решения поставленной в кандидатской диссертации цели и задач исследований проведено лабораторное изучение кернового материала, а также интерпретация полученных в рамках проведения экспериментов результатов. Обработка полученных данных проводилась с использованием методов математической статистики, нейронной сети и машинного обучения.

Соответствие паспорту специальности.

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук соответствуют паспорту специальности 1.6.11. Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, направлению исследований п. 3 – «Геологическое обеспечение разработки нефтяных и газовых месторождений».

Положения, выносимые на защиту:

1) Статистические модели, характеризующие поровое пространство по сочетанию коэффициента проницаемости и пористости во всем диапазоне фильтрационно-емкостных свойств, для пермокарбоневой залежи Усинского месторождения нефти.

2) Применение классификации типов породы по Данему с использованием шлифов керна и цифровых технологий позволяет уточнить фациальную зональность пермокарбоневой залежи нефти Усинского месторождения.

3) Уравнения взаимосвязи для пермокарбоневой залежи Усинского месторождения нефти высокой вязкости, позволяющие определить коэффициент вытеснения нефти водой при разных температурах проведения экспериментов на основании данных о фациальной зональности, пористости и газопроницаемости.

Степень достоверности и апробация результатов.

Степень обоснованности научных положений и достоверности представленных результатов доказана использованием большого количества различной геологической информации. Результаты исследований физических и коллекторских свойств кернового материала получены в аккредитованном испытательном Центре исследования керна и пластовых флюидов Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в городе Перми по 29 скважинам Усинского месторождения, определенных на 9 936 образцах стандартного размера, 978 образцах полноразмерного керна и 3000 шлифов.

Научные, методические и основные результаты, представленные в диссертационной работе, сообщены на следующих конференциях: технической конференции SPE «Петрофизика XXI» (Санкт-Петербург, 2017); международной конференции «ГеоБайкал 2018» (Иркутск, 2018); всероссийской научно-технической

конференции «Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений и транспорта трудноизвлекаемых запасов углеводородов» (Ухта, 2018); ежегодной научно-практической конференции «Карбонатные резервуары – 2019» (Москва, 2019), а также на секциях ученых советов с 2017 по 2020 гг. и Президиуме ученого совета в 2020 г.

Публикации. Основные результаты диссертационной работы опубликованы в 1 монографии и 13 научных трудах, в том числе 9 статей – в ведущих рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК Министерства науки и высшего образования Российской Федерации, 1 публикация – в издании, входящем в международную реферативную базу цитирования Scopus.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения, библиографического списка, включающего 120 наименований. Материал изложен на 121 странице машинописного текста, иллюстрирован 47 рисунками и 18 таблицами.

Автор выражает глубокую *благодарность* своему научному руководителю д.т.н., профессору Путилову И.С. за постоянное внимание и поддержку при выполнении данной работы. Автор выражает признательность своим коллегам – сотрудникам филиала «ПермНИПИнефть»: Гурбатовой И.П. за оказанную консультацию и поддержку при написании диссертации; Ворожцовой А.А. и Винокуровой Е.Е. за оказанную консультацию в области литолого-петрографических исследований.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность проблемы, сформулирована цель, определены основные задачи исследования, защищаемые положения, отражены новизна и практическая значимость исследования.

В первой главе «Обзор состояния изученности и разработки пермокарбонатной залежи Усинского месторождения нефти высокой вязкости» проанализированы научные работы по проблеме изучения сложнопостроенных карбонатных коллекторов и дифференциации полученных результатов лабораторных исследований.

Объектом изучения диссертационного исследования является пермокарбонатная залежь Усинского месторождения нефти, которое расположено в юго-восточной части Колвинского мегавала Печорской синеклизы Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

Разработка пермокарбонатной залежи Усинского месторождения сопровождается существенными проблемами, которые обусловлены сложным геологическим строением, структурой пустотного пространства и полиминеральным составом пород-коллекторов.

Петрофизические исследования проведены по керну 29 скважин Усинского месторождения на 9 936 образцах стандартного размера, 978 образцах полноразмерного керна.

На рисунке 1 представлена зависимость газопроницаемости от пористости (а) и рассчитанная плотность распределения всех 10914 исследованных образцов керна и кратность превышения стандартных образцов над полноразмерными образцами (б).

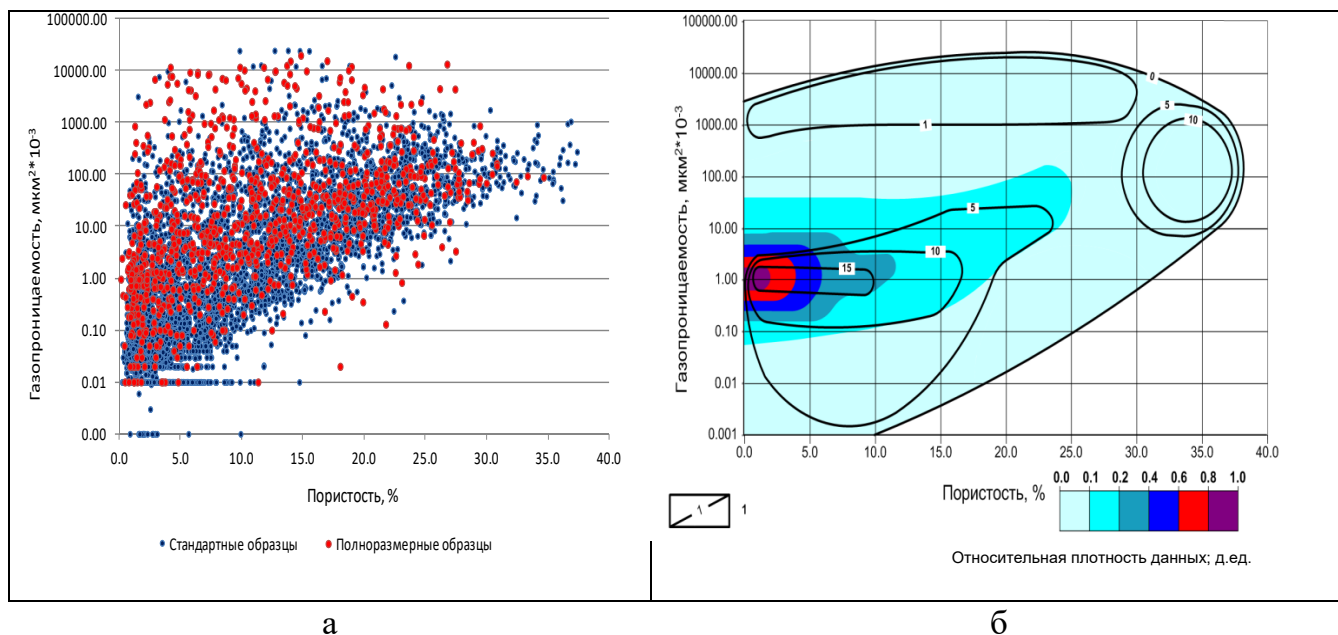


Рисунок 1 – Зависимость проницаемости по газу от открытой пористости и плотность распределения образцов керна и кратность превышения стандартных образцов над полноразмерными в соотношении газопроницаемости от пористости для пермокарбоневой залежи Усинского месторождения нефти: 1 – линия равных значений кратности превышения стандартных образцов над полноразмерными
 а - рассчитанная плотность распределения всех 10914 исследованных образцов керна;
 б - кратность превышения стандартных образцов над полноразмерными образцами

Распределение соотношения газопроницаемости от пористости для всей изученной выборки образцов керна имеет крайне высокую дисперсию. Это обусловлено сложной структурой пустотного пространства и влиянием на коллекторские свойства различных литогенетических типов. Основная группа точек располагается в диапазоне газопроницаемости от 0,01 до 10 мкм²·10⁻³ и пористости от 0 до 10%.

По кратности распределения стандартных образцов относительно полноразмерных в краевых зонах графика наблюдаются две аномалии. В диапазоне значений газопроницаемости выше 1000 мкм²·10⁻³ и пористости от 0 до 30% наблюдаются участки с кратностью меньше единицы, что соответствует превышению количества полноразмерных образцов над стандартными. Это обусловлено как высокими значениями фильтрационно-емкостных свойств, которые связаны со сложной структурой пустотного пространства – высокой кавернозностью и трещиноватостью, так и с технологией отбора стандартных и полноразмерных образцов керна.

Нужно отметить, что образцы полноразмерного керна в большей степени отбираются на участках керна, обладающих наличием крупных пустот (каверны, трещины), и отбор образцов стандартного размера в этих интервалах часто невозможен.

В связи с этим, и с учетом существенного влияния масштабного фактора, данную зону можно охарактеризовать только при проведении исследований на полноразмерных образцах керна, которые более полно отражают данную структуру пустотного пространства.

В диапазоне пористости выше 30% полноразмерные образцы практически отсутствуют и наблюдается резкое увеличение кратности стандартных образцов относительно полноразмерных. Данная аномалия обусловлена существенным вкладом каверновой оставляющей в общую пористость. Наиболее сильно вклад каверновой составляющей в общую пористость проявляется в стандартных образцах керна по причине их малых размеров относительно полноразмерных. Это обусловлено тем, что значения пористости выше 30% достигаются, как правило, при наличии в стандартных образцах крупной каверны, которая может достигать более 25% от объема всего образца. Для полноразмерных образцов такая картина наблюдается редко.

При низких значениях фильтрационно-емкостных свойств – газопроницаемость до $10 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, пористость до 15% – кратность полноразмерных образцов относительно стандартных составляет от 2,6 до 17,9.

Несмотря на высокую изученность кернового материала не решен вопрос дифференциации фильтрационно-емкостных свойств. Информативность полученных результатов исследований керна можно повысить путем дифференциации петрофизических свойств пород по структуре пустотного пространства и минерального состава, в том числе в зависимости от фациальной принадлежности.

Ключом к решению проблем разработки Усинского месторождения нефти является разработка комплексных методов дифференциации пород-коллекторов с учетом структуры пустотного пространства и фациальной зональности.

Во второй главе «Дифференциация типов пород по структуре пустотного пространства на основе изменения коэффициентов накопленной корреляции открытой пористости и газопроницаемости» впервые для пермокарбоневой залежи Усинского месторождения изучено влияние, которое несут различные петролитотипы на изменения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов во всем их диапазоне.

Для всей изученной выборки по 29 скважинам Усинского месторождения на 9 936 образцах стандартного размера на основании литолого-петрографических и петрофизических исследований выполнено разделение на 4 типа коллекторов по структуре пустотного пространства (рисунок 2).

Исходя из проведенного анализа установлено, что основными типами коллекторов являются порово-каверновый коллектор и поровый (суммарный вклад двух этих типов коллекторов составляет 82,1%).

С целью дифференциации типов пород по структуре пустотного пространства на основе изменения коэффициентов был построен график накопленной корреляции открытой пористости и газопроницаемости (рисунок 2).

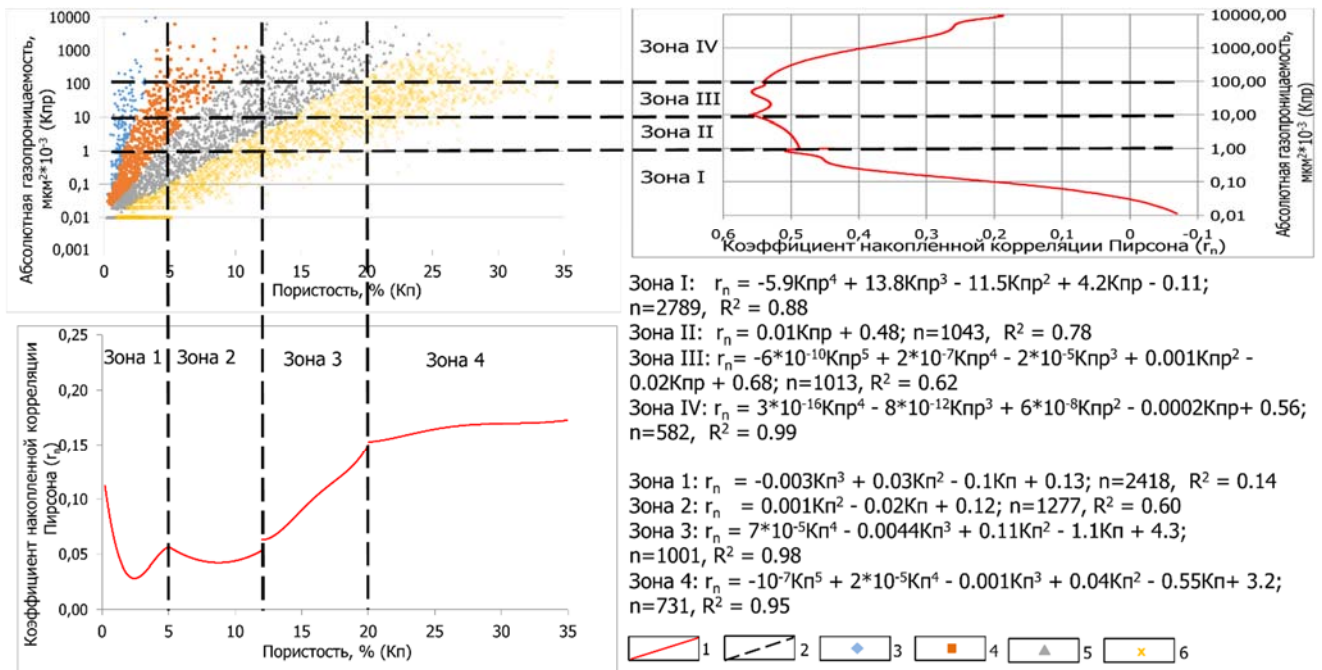


Рисунок 2 – График изменения коэффициента накопленной корреляции Пирсона от пористости и газопроницаемости для всей выборки образцов: 1 – линии тренда для зависимостей, полученных для каждой выделенной зоны; 2 – зоны, выделенные на основе графиков накопленной корреляции Пирсона; 3 – трещинный тип коллектора; 4 – трещинно-каверново-поровый тип коллектора; 5 – порово-каверновый тип коллектора; 6 – поровый и каверново-поровый тип коллекторов

Анализ накопленной корреляции позволил проследить закономерность изменения структуры пустотного пространства в изученном физическом диапазоне пористости и газопроницаемости горной породы, слагающей нефтяную залежь.

На основе накопленной корреляции в диапазоне пористости выделяются четыре характерные зоны, каждую из которых можно аппроксимировать своим полиномом. На рисунке 2 показаны линии тренда и уравнения связи для выделенных зон неоднородности.

В первом начальном диапазоне пористости до 5% наблюдается высокая дисперсия накопленных значений корреляции в диапазоне от 0,03 до 0,12, которая не имеет направленности, что отразилось в самом низком (0,14) из выделенных зон коэффициенте детерминации для аппроксимирующего уравнения, выраженного функцией полинома. Первая зона характеризуется присутствием в ее диапазоне пористости всех типов структур пустотного пространства, выделенных ранее по керну, это наглядно видно на рисунке 2. Распределение по типам структуры порового пространства в первой зоне образцов следующее: 7,2% образцов относятся к трещинному типу коллектора; 27,5% – к трещинно-каверново-поровому; 29,5% – к порово-каверновому; 35,8 – к поровому и каверново-поровому типу.

Начиная с 5% до 12% пористости во втором диапазоне происходит уменьшение дисперсий корреляции и инвариантное ее поведение. При этом отметим, что коэффициент детерминации аппроксимирующего полинома выше, чем в предыдущей

зоне, и составил 0,60. Вторая зона характеризуется отсутствием в своем диапазоне пористости образцов, относящихся к трещинному типу коллектора. Распределение оставшихся трех типов структуры порового пространства следующее: 10,3% образцов относятся к трещинно-каверново-поровому типу коллектора; 46,6% – к порово-каверновому; 43,1% – к поровому и каверново-поровому типу.

Третья зона начинает наблюдаться с 12% пористости и характеризуется значительным ростом накопленной корреляции, практически по линейному закону, который продолжается до 20% пористости. Она характеризуется максимальным значением коэффициента детерминации – 0,98. В диапазоне пористости, соответствующем третьей выделенной зоне, пропадают образцы, представляющие трещинно-каверново-поровый тип структуры порового пространства. Влияние на емкостные свойства оказывают образцы только двух типов коллектора: 33,9% – порово-каверновый тип коллектора; 66,1% – поровый и каверново-поровый тип коллектора.

После 20% пористости в четвертой зоне наблюдается уменьшение темпов роста с сохранением линейного закона с большим тангенсом угла наклона значений накопленной корреляции по сравнению с третьей зоной до конца установленного диапазона пористости с коэффициентом детерминации 0,95. Зона четыре представлена в большей степени только одним типом коллектора (96,3%) – поровым и каверново-поровым.

Последовательное изменение характера кривых накопленной корреляции с увеличением коэффициента пористости связано с изменением структуры порового пространства и является результатом влияния различных петролитотипов на изменения емкостных свойств коллекторов.

На основании графика накопленной корреляции от газопроницаемости (см. рис. 2) выделяются четыре характерные зоны его поведения, аппроксимированные полиномиальными уравнениями.

В зоне I до значения абсолютной газопроницаемости ниже $0,07 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ наблюдается отрицательная накопленная корреляционная связь. Далее корреляционная связь в зоне I демонстрирует резкий подъем и ближе к $1 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ флуктуации и постепенное снижение темпов роста накопленной корреляции. Данная зона характерна тем, что в процессе фильтрации при значении газопроницаемости до $1 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ принимают участие только поры. В зону I входит больше половины образцов от всей изучаемой выборки – 51,4% при этом аппроксимирующий полином имеет коэффициент детерминации 0,88. Зона характеризуется следующим соотношением типов коллекторов: 2,0% образцов относятся к трещинному типу коллектора; 16,1% – к трещинно-каверново-поровому; 29,9% – к порово-каверновому; 51,9% – к поровому и каверново-поровому.

С $1 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ в зоне II наблюдается равномерный рост значений накопленной корреляции до $10 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$. Этот равномерный рост описывается линейным уравнением с коэффициентом детерминации 0,78. В зоне II в процесс фильтрации начинают вовлекаться, кроме пор, еще и каверны. В зону II входит 19,2% образцов от всей изучаемой выборки. Во второй зоне 6,1% образцов относятся к трещинному типу

коллектора; 15,4% – к трещинно-каверново-поровому; 29,2% – к порово-каверновому; 49,2 – к поровому и каверново-поровому.

Зона III начинается с $10 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ и характеризуется умеренными флуктуациями, приводящими к уменьшению, увеличению и снова уменьшению значений накопленной корреляции, аппроксимируемые полиномом пятой степени с коэффициентом детерминации – 0,62. В данной зоне фильтрация обеспечивается за счет совместного взаимодействия пор, каверн и трещин. В зону III входит 18,7% образцов от всей общей выборки. В третьей зоне 3,8% образцов относятся к трещинному типу коллектора; 12,4% – к трещинно-каверново-поровому; 29,2% – к порово-каверновому; 54,5% – к поровому и каверново-поровому.

Стоит отметить, что граница между зонами II и III является отметкой, когда рост накопленной корреляционной связи заканчивается и начинается ее инвариантное поведение. Суммарное количество образцов в зоне II и III составляет 37,9%.

Зона IV начинается со $100 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ и характеризуется постепенно ускоряющимся снижением значения накопленной корреляции до $2000 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$. Затем наблюдается замедление снижения накопленной корреляции до $8000 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, после чего снова снижение до конца изучаемого диапазона. Зона IV аппроксимируется полиномом четвертой степени с коэффициентом детерминации 0,99. В зону IV входит наименьшее количество образцов от всей общей выборки – 10,7%, которые представлены в основном баундстоунами и кристаллическим карбонатом. В четвертой зоне 2,4% образцов относятся к трещинному типу коллектора; 10,3% – к трещинно-каверново-поровому; 41,1% – к порово-каверновому; 46,2% – к поровому и каверново-поровому.

Для пористости и газопроницаемости было выделено равное количество зон неоднородности – по четыре, но характер влияния на свойства образцов в выделенных зонах является различным. Выделенные зоны неоднородности по пористости (см. рис. 2) обусловлены в большей степени соотношением образцов, относящихся к различным типам коллекторов. Выделенные зоны неоднородности по абсолютной газопроницаемости обусловлены вовлечением в процесс фильтрации различных структур пустотного пространства – пор, каверн, трещин.

На основе полученных данных для разделения по типу коллекторов по структуре пустотного пространства были рассчитаны линейные дискриминантные функции (1–3):

$$Z_1 = -\text{Log}(K_{\text{пр}}) * 1,587 + K_{\text{п}} * 1,029 - 2,578, \\ \text{clas} = 89; F_p/F_t = 437/2,9; p < 0,00001 \quad (1)$$

$$Z_2 = -\text{Log}(K_{\text{пр}}) * 1,427 + K_{\text{п}} * 0,496 - 2,827, \\ \text{clas} = 88; F_p/F_t = 1124/2,2; p < 0,00001 \quad (2)$$

$$Z_3 = -\text{Log}(K_{\text{пр}}) * 1,643 + K_{\text{п}} * 0,334 - 3,593, \\ \text{clas} = 92; F_p/F_t = 2372/2,4; p < 0,00001; \quad (3)$$

где clas – процент правильной классификации; F_p/F_t – отношение расчетного и теоретического критерия Фишера; p – уровень значимости.

Нужно отметить, что полученные линейные дискриминантные функции являются статистически значимыми, в связи с этим в дальнейшем их можно применять для

разделения образцов керна по структуре пустотного пространства без проведения дополнительного специального комплекса исследований.

Полученную информацию об изменении фильтрационно-емкостных свойств в зависимости от типа структурного пространства и типов коллекторов в дальнейшем необходимо учитывать при выборе режимов разработки Усинского месторождения, проведении гидродинамического моделирования, размещении скважин первоочередного эксплуатационного бурения.

В третьей главе «Классификация типов породы по Данему и фациям с использованием шлифов нефтяного месторождения и применением технологии глубокого обучения нейронной сети» с целью проведения классификации пород был разработан цифровой формат для описания шлифов в карбонатных отложениях, который позволил сформировать базу данных по описанию шлифов керна для пермокарбонтовой залежи Усинского месторождения нефти.

Предложенный цифровой формат описания шлифов карбонатных пород позволил систематизировать получаемую информацию о литолого-петрографических характеристиках шлифов из нефтяных залежей и перевести ее из текстового описания в табличное. Примененные подходы к оцифровке сделали возможным: формирование базы данных для анализа; выполнение математико-статистического анализа описанных шлифов; цифровое сопоставление параметров, полученных по шлифам, с другими результатами по керну.

С целью разработки комплексного подхода к описанию шлифов керна из нефтяных залежей на основе цифрового формата и технологии компьютерного зрения был рассмотрен ряд обученных нейронных сетей, находящихся в открытом доступе. По итогам анализа их эффективности выбрана многослойная нейронная сеть Paintest, победившая в соревновании Kaggle по распознаванию художественных стилей по фотографиям картин.

В выбранной нейронной сети был заменен последний классифицирующий слой и выполнено дополнительное обучение на выборке из 2000 фотографий шлифов. Полученная модель дала 95% правильности классификации на тестовой выборке. Правильность классификации по классам составляет: мадстоун – 99%, вакстоун – 99%, пакстоун – 80%, грейнстоун – 91%, баундстоун – 79%, флаутстоун – 97%, рудстоун – 87% и кристаллический карбонат – 94%.




Сформированный цифровой формат позволил провести описание всех изготовленных шлифов и определить их параметры. С использованием новой технологии получена дополнительная информация еще по 1000 шлифам. В результате была сформирована база по соотношению классификации пород с выделенной структурой по Данему, фациальной зональностью и полученными геолого-физическими параметрами (таблица 1).

Как видно из представленной таблицы, самыми высокими коллекторскими свойствами у фации органогенных построек, в которой баундстоуны являются преобладающей структурой по Данему. Фация карбонатных отмелей, состоящая в основном из грейнстоунов и рудстоунов, обладает средними, но в целом достаточно хорошими

коллекторскими свойствами. Фация мелководных шельфовых равнин, в состав которой входят мадстоуны, вакстоуны, пакстоуны и флаутстоуны, обладает худшими фильтрационно-емкостными свойствами. Дополнительно выделены вторичные карбонаты, которые не являются отдельной фацией, но могут входить в состав других фаций и обладают хорошими фильтрационно-емкостными свойствами.

В результате проведенных исследований оценен эффект влияния литогенетического типа на структурную неоднородность и проведена оценка изменения фильтрационно-емкостных свойств во всем их диапазоне. Для зоны 1 трещинного типа коллектора наибольшее влияние на фильтрационные свойства оказывают баундстоуны (38,9%) и рудстоуны (27,9%); для трещинно-каверново-порового – рудстоуны (36,3%) и баундстоуны (31,0%); для порово-кавернового – рудстоуны (33,5%), пакстоуны (24,5%) и баундстоуны (24,5%); для порового и каверново-порового наибольшее влияние на изменение емкостных свойств оказывают баундстоуны (32,7%) и пакстоуны (23,8%).

Таблица 1 – Соотношение классификации пород по фациальной зональности и полученных в лабораторных условиях геолого-физических параметров

Фация	Тип структуры по Данему	Фото (наиболее характерное изображение данного типа)	Геолого-физические параметры	
			Пористость, %	Проницаемость, 10^{-3} мкм^2
Мелководно-шельфовая равнина	Мадстоун		$\frac{13,96 \pm 9,63}{1,85-14,28}$	$\frac{116,03 \pm 128,14}{3,27-227,00}$
	Вакстоун		$\frac{5,35 \pm 0,93}{3,99-6,00}$	$\frac{8,08 \pm 12,30}{0,01-26,01}$
	Пакстоун		$\frac{6,62 \pm 5,84}{0,59-27,02}$	$\frac{9,13 \pm 33,47}{0,01-257,20}$
	Флаутстоун		$\frac{7,65 \pm 6,64}{0,73-21,91}$	$\frac{6,41 \pm 13,95}{0,01-46,97}$

Продолжение Таблицы 1

Фация	Тип структуры по Данему	Фото (наиболее характерное изображение данного типа)	Геолого-физические параметры	
			Пористость, %	Проницаемость, 10^{-3} мкм ²
Карбонатные отмели	Грейнстоун		$\frac{9,33 \pm 6,32}{0,51-22,45}$	$\frac{13,16 \pm 35,41}{0,01-242,60}$
	Рудстоун		$\frac{4,50 \pm 4,00}{0,98-21,89}$	$\frac{10,87 \pm 46,56}{0,01-300,50}$
Органогенные постройки	Баундстоун		$\frac{6,90 \pm 5,98}{0,37-25,58}$	$\frac{97,85 \pm 325,33}{0,01-2016,00}$
Вторичные карбонаты	Кристаллический карбонат (доломит)		$\frac{19,51 \pm 9,73}{0,94-37,02}$	$\frac{106,71 \pm 200,27}{0,01-1055,00}$

Примечание: в числителе обозначено среднее значение параметра, в знаменателе – минимальное и максимальное значения параметра.

Стоит отметить, что для зоны 4, которая представляет собой наилучшие фильтрационно-емкостные свойства, преобладающей структурой по Данему является для порово-кавернового типа коллектора баундстоуны (68,3%), для порового и каверново-порового типа – кристаллический карбонат (48,4%) и баундстоуны (29,5%).

Выделенные по шлифам литотипы были нанесены на разрезы скважин для последующего анализа и построения концептуальной и геологической модели. Обучение проведено по 12 скважинам. Всего было использовано 845 скважин с прогнозом ГИС.

На основе полученных результатов была построена концептуальная модель пермокарбонатовой залежи. Для каждой фации были определены фильтрационно-емкостные свойства, показатели начальной нефтенасыщенности и остаточной водонасыщенности – самыми высокими коллекторскими свойствами обладает фация органогенных построек.

Дифференциация пород по структуре пустотного пространства позволила структурировать информацию о ее сложном строении и явилась основой для дальнейшей интерпретации результатов лабораторных исследований, а также дала возможность комплексировать ее с данными геофизических исследований скважин и результатами сейсморазведки 3D для создания геолого-гидродинамической модели.

Влияние фациальной зональности и структуры по Данему на фильтрационные процессы необходимо учитывать при размещении эксплуатационных скважин и последующей эксплуатации пермокарбонатовой залежи Усинского месторождения.

В четвертой главе «Установление моделей взаимосвязи между коэффициентом вытеснения нефти водой от фациальной зональности и температурой проведения эксперимента» был проведен анализ результатов экспериментов по определению коэффициентов вытеснения нефти водой и относительных фазовых проницаемостей и установлена математическая зависимость коэффициента вытеснения от температуры проведения эксперимента и фациальной принадлежности.

В таблице 2 представлены уравнения взаимосвязи, полученные для фации органогенных построек и карбонатных отмелей между коэффициентом вытеснения, газопроницаемостью и пористостью для температуры проведения эксперимента 23 С, 50 С и 80 °С.

Таблица 2 – Взаимосвязь коэффициентов вытеснения от фациальной зональности, пористости и газопроницаемости для разных температур проведения эксперимента

Фациальная зона	Взаимосвязь между коэффициентом вытеснения, пористости и газопроницаемости для разных температур					
	Т 23°С		Т 50°С		Т 80°С	
	Уравнение	Коэффициент детерминации	Уравнение	Коэффициент детерминации	Уравнение	Коэффициент детерминации
Органогенные постройки	$K_{выт}=0,02 \cdot K_p - 0,13$	0,73	$K_{выт}=0,01 \cdot K_p + 0,20$	0,18	$K_{выт}=0,01 \cdot K_p + 0,23$	0,25
Карбонатные отмели	$K_{выт}=0,01 \cdot K_p + 0,05$	0,41	$K_{выт}=0,01 \cdot K_p + 0,15$	0,53	$K_{выт}=0,005 \cdot K_p + 0,23$	0,12
Органогенные постройки	$K_{выт}=3 \cdot 10^{-5} \cdot K_{пр} + 0,14$	0,77	$K_{выт}=2 \cdot 10^{-5} \cdot K_{пр} + 0,29$	0,61	$K_{выт}=3 \cdot 10^{-5} \cdot K_{пр} + 0,35$	0,74
Карбонатные отмели	$K_{выт}=0,0003 \cdot K_{пр} + 0,11$	0,67	$K_{выт}=0,0002 \cdot K_{пр} + 0,23$	0,24	$K_{выт}=0,0004 \cdot K_{пр} + 0,25$	0,71

На основании проведенного анализа результатов экспериментов получено уравнение взаимосвязи коэффициента вытеснения от температуры проведения эксперимента и газопроницаемости (4):

$$K_{\text{выт}} = 0,0419 \cdot \log(K_{\text{пр}}) + 0,0029 \cdot t + 0,0059 \cdot \log(K_{\text{пр}})^2 + 0,0006 \cdot \log(K_{\text{пр}}) \cdot t - 9,278 \cdot 10^{-6} \cdot t^2 - 0,0557;$$

$$R^2 = 0,90; F_p/F_t = 512/1.54; p < 0,00001 \quad (4)$$

Полученное уравнение характеризуется более высоким коэффициентом детерминации, чем для большинства приведенных ранее уравнений в таблице 2.

Путем комплексирования всех имеющихся данных для трех фациальных зон рассчитан средний эффект изменения коэффициента вытеснения при изменении температуры проведения эксперимента (таблица 3).

Таблица 3 – Средний эффект изменения коэффициента вытеснения при изменении температуры проведения эксперимента

Фациальная зональность	Коэффициент вытеснения нефти при изменении температуры проведения эксперимента, $K_{\text{выт}}$.					
	T 23°C	T 50°C	T 80°C	T 23-50°C	T 50-80°C	T 23-80°C
Органогенные постройки	0,195	0,237	0,406	0,042	0,169	0,211
Карбонатные отмели	0,152	0,256	0,316	0,104	0,06	0,164
Мелководные шельфовые равнины	0,200	0,236	0,239	-	-	-

Исходя из проведенных исследований кернового материала, для каждой выделенной фациальной зоны были рассчитаны геолого-физические параметры (таблица 4). Фация органогенных построек обладает пористостью от 0,37% до 27,83% при среднем значении 7,53%; газопроницаемость колеблется в пределах от $0,01 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ до $12573 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ при среднем арифметическом значении $155,3 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$; средний коэффициент вытеснения нефти водой составляет 0,41 д. ед. Фация карбонатных отмелей обладает пористостью от 0,98% до 21,89% при среднем значении 4,50%; газопроницаемость колеблется в пределах от $0,01 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ до $300,5 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ при среднем значении $10,01 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$; средний коэффициент вытеснения нефти водой составляет 0,32 д. ед. Фация мелководных шельфовых равнин обладает пористостью от 1,25% до 17,59% при среднем значении 7,17%; газопроницаемость колеблется в пределах от $0,01 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ до $48,62 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ при среднем значении $12,30 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$;

средний коэффициент вытеснения нефти водой составляет 0,24 д. ед.

Таблица 4 – Соотношение фациальной зональности и полученных в лабораторных условиях геолого-физических параметров

Фация	Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	Пористость, %	Начальная нефтенасыщенность , доли ед.	Остаточная водонасыщенность, доли ед.	Коэффициент вытеснения, доли ед.	Показатель смачиваемости
Фация органогенных построек	$\frac{155,3}{0,01-12573}$	$\frac{7,53}{0,37-27,83}$	0,69	0,31	0,41	0,35
Фация карбонатных отмелей	$\frac{10,01}{0,01-300,5}$	$\frac{4,50}{0,98-21,89}$	0,59	0,41	0,32	0,63
Фация мелководных шельфовых равнин	$\frac{12,30}{0,01-48,62}$	$\frac{7,17}{1,25-17,59}$	0,51	0,49	0,24	0,61

Примечание: в числителе обозначено среднее значение параметра, в знаменателе – минимальное и максимальное значения параметра.

Доказательство приведенных выше выводов в масштабах объекта разработки выполнено путем анализа работы ряда скважин пермокарбоновой залежи Усинского месторождения за 2019 год. Для выбранного участка определена накопленная добыча по нефти в зависимости от расположения скважин в следующих фациальных зонах: фация органогенных построек, фация карбонатных отмелей, фация мелководных шельфовых равнин (рисунок 3). Количество скважин для анализа выбрано по 30 для каждой фациальной зоны. Анализ работы скважин показал, что скважины, расположенные в фациальной зоне органогенной постройки, обеспечивают наибольший суммарный дебит по нефти; средний суммарный дебит нефти определен в фации карбонатных отмелей; наименьший дебит обеспечивают скважины, расположенные в фации мелководных шельфовых равнин. Получены соответствующие зависимости (5–7):

зависимость связи для фации органогенной постройки:

$$Q = 11,8 * m \quad (5)$$

зависимость связи для фации карбонатных отмелей:

$$Q = 5,3 * m \quad (6)$$

зависимость связи для фации мелководных шельфовых равнин:

$$Q = 2,2 * m \quad (7)$$

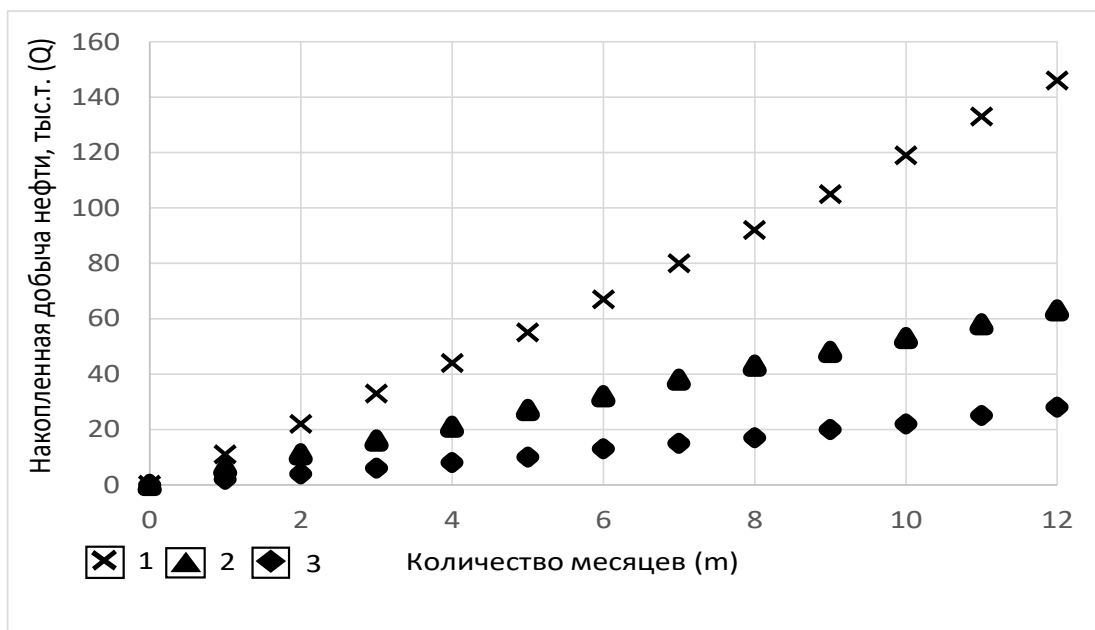


Рисунок 3 – Оценка влияния фациальной зональности на добычи нефти: 1 – накопленная добыча для фации органогенных построек; 2 – накопленная добыча для фации карбонатных отмелей; 3 – накопленная добыча для фации мелководных шельфовых равнин

Показатели добычи работы скважин соотносятся с полученными ранее фильтрационно-емкостными параметрами фациальных зон. В результате проведенного ранее анализа было установлено, что зона органогенных построек характеризуется самой высокой продуктивностью.

На основании анализа результатов проведенных петрофизических, литолого-петрографических исследований пермокарбонтовой залежи Усинского месторождения нефти полученная информация была комплексирована с данными геофизических исследований скважин и сейсморазведки ЗД. В 2020 г. на пермокарбонтовой залежи пробурено 91 новая скважина на 12 кустовых площадках, которые позволили подтвердить геологическое строение.

На основе всех полученных данных была построена трехмерная геологическая модель с целью проведения промышленного подсчета запасов и проектирования разработки месторождения. Полученная модель содержала уточненные по результатам данного диссертационного исследования трехмерные параметры фильтрационно-емкостных свойств. С учетом созданной трехмерной модели фильтрационно-емкостных свойств было предложено размещение скважин первоочередного бурения.

На период 2021–2028 гг. подготовлены предложения к бурению 226 эксплуатационных скважин (на 30 кустовых площадках), из них 216 – добывающие (206 скважин в краевой части залежи, 10 скважин во внутренней части залежи), 10 – нагнетательные (все в законтурной части залежи). Размещение было проведено таким образом, что скважины вскрывают фациальную зону с наилучшими коллекторскими свойствами.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ

1. На основе проведенного анализа существующих публикаций определены лучшие практики для получения достоверных результатов в области лабораторного изучения кернового материала и литолого-петрографических исследований пород.
2. Проведено уточнение фациальной зональности пермокарбоновой залежи нефти Усинского месторождения, выполненное с применением классификации типов породы по Данему с использованием шлифов керна и цифровых технологий.
3. Получены статистические модели, характеризующие поровое пространство по сочетанию коэффициента проницаемости и пористости во всем диапазоне фильтрационно-емкостных свойств для пермокарбоновой залежи Усинского месторождения нефти. Впервые для Усинского месторождения нефти оценен эффект влияния структурной неоднородности и влияния литогенетического типа на изменение фильтрационно-емкостных свойств во всем их диапазоне. Построены зависимости газопроницаемости от открытой пористости по всему диапазону свойств и по каждому литогенетическому типу в отдельности, дана количественная и качественная оценка.
4. Установлены уравнения связи между коэффициентом вытеснения нефти водой, фациальной зональностью, пористостью, газопроницаемостью при разных температурах проведения экспериментов для пермокарбоновой залежи Усинского месторождения нефти высокой вязкости
5. Основываясь на построенной концептуальной седиментологической модели Усинского месторождения, проведено размещение скважин эксплуатационного бурения на 2021-2028 гг.

СПИСОК ОСНОВНЫХ РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ АВТОРОМ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Статьи, опубликованные в ведущих рецензируемых научных изданиях:

1. Попов, Н.А. Влияние литогенетического типа горных пород на фильтрационно-емкостные свойства (на примере пермокарбоновой залежи Усинского месторождения) / Н.А. Попов, И.С. Путилов, А.А. Гуляева, Е.Е. Винокурова, Ю.В. Файрузова // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. – 2020. – Т. 20, № 2. – С. 104-114.
2. Путилов, И.С. Создание концептуальной геологической модели, основанной на литолого-петрографических исследованиях, на примере пермокарбоновой залежи Усинского месторождения / И.С. Путилов, Е.Е. Винокурова, А.А. Гуляева, А.Л. Южаков, Н.А. Попов // Недропользование. – 2020. – Т. 20, № 3. – С. 214-223.
3. Путилов, И.С. Повышение достоверности результатов физико-гидродинамических исследований / И.С. Путилов, И.П. Гурбатова, Н.А. Попов, Д.Б. Чижов, А.В. Юрьев // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. – 2019. – Т. 19, № 3. – С. 216-227.
4. Попов, Н.А. Дифференциация результатов лабораторных физико-гидродинамических исследований керна с учетом фациальной зональности и

температуры проведения эксперимента на примере Усинского месторождения нефти / Н.А. Попов, И.С. Путилов, Д.Б. Чижов, Е.Е. Винокурова, А.А. Ворожцова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2021. – № 12 (360). – С. 59-65.

5. Чугаева, А.А. Анализ современных лабораторных практик в области исследований керн / А.А. Чугаева, М.С. Сергеев, А.В. Аларина, Д.В. Мазеин, Н.А. Попов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2021. – № 12 (360). – С. 66-73.

Статьи, опубликованные в изданиях, индексируемых в международных базах цитирования:

6. Попов, Н.А. Применение технологий глубокого обучения для изучения шлифов на примере Усинского месторождения нефти / Н.А. Попов, И.С. Путилов, А.А. Гуляева, Е.Е. Винокурова // Известия Томского политехнического университета. – 2020. – Т. 331, № 6. – С. 100-112.