

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ПЕРМСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

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

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, доцент
Путилов Иван Сергеевич

Пермь – 2023

ОГЛАВЛЕНИЕ

ОГЛАВЛЕНИЕ.....	2
ВВЕДЕНИЕ.....	3
ГЛАВА 1. ОБЗОР СОСТОЯНИЯ ИЗУЧЕННОСТИ И РАЗРАБОТКИ ПЕРМОКАРБОНОВОЙ ЗАЛЕЖИ УСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ ВЫСОКОЙ ВЯЗКОСТИ.....	10
1.1 Особенности и краткая характеристика Тимано-Печорской нефтегазоносной провинций.....	10
1.2 Общая характеристика Усинского месторождения.....	13
1.3 Обзор современных методов исследований керна.....	22
1.4 Основные проблемы разработки пермокарбонтовой залежи Усинского месторождения.....	30
ГЛАВА 2. ДИФФЕРЕНЦИАЦИЯ ТИПОВ ПОРОД ПО СТРУКТУРЕ ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА НА ОСНОВЕ ИЗМЕНЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ НАКОПЛЕННОЙ КОРРЕЛЯЦИИ ОТКРЫТОЙ ПОРИСТОСТИ И ГАЗОПРОНИЦАЕМОСТИ.....	41
2.1 Построение петрофизических связей с разделением типов коллекторов по структуре пустотного пространства.....	41
2.2 Влияние литогенетического типа горных пород на фильтрационно-емкостные свойства ..	45
2.3 Экспериментальное изучение анизотропии фильтрационных свойств пород.....	55
ГЛАВА 3. КЛАССИФИКАЦИЯ ТИПОВ ПОРОДЫ ПО ДАНЕМУ И ФАЦИЯМ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ШЛИФОВ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ ГЛУБОКОГО ОБУЧЕНИЯ НЕЙРОННОЙ СЕТИ.....	58
3.1 Экспериментальные исследования по применению технологии глубокого обучения при описании шлифов.....	58
3.2 Построение зависимостей с категоризацией точек по классификации Данема.....	66
3.3 Построение концептуальной седиментологической модели Усинского месторождения.....	79
3.3.1 Построение трехмерной геологической модели.....	79
3.3.2 Применение анализа шлифов при трехмерном моделировании.....	86
ГЛАВА 4. УСТАНОВЛЕНИЕ МОДЕЛЕЙ ВЗАИМОСВЯЗИ МЕЖДУ КОЭФФИЦИЕНТОМ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ ОТ ФАЦИАЛЬНОЙ ЗОНАЛЬНОСТИ И ТЕМПЕРАТУРОЙ ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТА.....	89
4.1 Анализ результатов физико-гидродинамических исследований при различной температуре проведения эксперимента.....	89
4.2 Поверхностные свойства горных пород Усинского месторождения.....	101
4.3 Влияние фациальной зональности на показатели добычи.....	103
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	107
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	108

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

В последнее время разведанные запасы нефти из традиционных коллекторов нефтегазоносных провинций Российской Федерации постепенно сокращаются, что приводит к неуклонному падению добычи нефти. Возможный источник поддержания добычи на современном уровне – это вовлечение в разработку трудноизвлекаемой нефти запасов углеводородного сырья. Увеличение объема добычи трудноизвлекаемых запасов, которые располагаются в сложнопостроенных карбонатных коллекторах, связано с необходимостью изменения подхода с целью повышения информативности результатов петрофизических исследований [18, 19]. Вопрос разработки и эксплуатации таких месторождений является сложной задачей по следующим причинам: резкое изменение физических и коллекторских свойств пород коллекторов, развитая система трещиноватости и высокая кавернозность, полиминеральный состав пород, аномальные свойства пластовых флюидов [70, 71, 72, 73, 74].

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 источником прямой такой информации [21, 35, 53]. Необходимость верной оценки физических и коллекторских свойств пород-коллекторов разрабатываемых месторождений широко освещены в научной литературе [1, 77, 89, 91, 109, 114]. В настоящее время определение фильтрационно-емкостных свойств проводится на основании действующих нормативных документов, установленных государственных и отраслевых стандартов. Проведение петрофизических исследований и дифференциация полученных при этом данных для трещинно-каверново-поровых коллекторов

требует разработки специальных приемов, которые будут учитывать характер процессов на всех масштабных уровнях [20, 22, 49].

Первоначальные исследования в лабораториях на полноразмерном керне начали происходить в начале 1950 годов [78]. В ходе анализа литературы наиболее ранние работы по теме исследования выполнялись в компании Core Lab., которые нашли распространение и практическую значимость в других зарубежных нефтегазовых и сервисных компаниях, таких как Weatherford, Petroleos Mexicanos, Schlumberger, Exxon Mobil и др. [6, 10, 83, 95].

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.

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

За период разработки пермокарбоновой залежи Усинского месторождения пробурено 1765 скважин, более 50 из них с отбором керна. Несмотря на то, что пермокарбоновая залежь введена в промышленную разработку в 1977 году, на сегодняшний день текущий КИН составляет лишь 0,105 д. ед. при утвержденном 0,33 д. ед, т.е. в данной залежи наблюдается большое количество остаточных запасов.

Петрофизические исследования проведены на керновом материале 29 скважин Усинского месторождения на 9 936 образцах стандартного размера, 978 образцах полноразмерного керна и 3000 петрографических шлифов керна.

При разработке Усинского месторождения нефти обозначены

нижеследующие сложности:

- изменение петрофизических свойств пород коллекторов в вертикальном и горизонтальных направлениях, развитая система высокопроницаемых трещин;
- низкая изученность краевой зоны залежи;
- высоковязкая пластовая нефть (в среднем 710 мПа*с) с низким газосодержанием (23,1 м³/т), которая относится к классу высокосмолистых, сернистых, малопарафинистых, с низким содержанием бензиновых фракций;
- отсутствие «дешевых» эффективных технологий по извлечению высоковязких нефтей;
- применение энергозатратных технологий и дорогостоящего оборудования для закачки агента в пласт.

Изучение и разработка пермокарбонатной залежи являются сложной задачей. На повышение достоверности геологического строения и эффективности разработки пермокарбонатной залежи Усинского месторождения нефти направлена диссертационная работа.

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 керн и пластовых флюидов результаты являются единственным источником прямой 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 пермокарбоновой 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 соответствует 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 пермокарбоновой залежи Усинского месторождения нефти.

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

3. Уравнения взаимосвязи для пермокарбоновой 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 о физических и коллекторских свойствах керна материала получены в аккредитованном испытательном Центре исследования керна и пластовых флюидов Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. 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.

ГЛАВА 1. ОБЗОР СОСТОЯНИЯ ИЗУЧЕННОСТИ И РАЗРАБОТКИ ПЕРМОКАРБОНОВОЙ ЗАЛЕЖИ УСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ ВЫСОКОЙ ВЯЗКОСТИ

1.1 Особенности и краткая характеристика Тимано-Печорской нефтегазоносной провинций

Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция находится на северо-востоке Европейской части России на территории Республики Коми и Ненецкого автономного округа Архангельской области между 610 и 720 градусами северной широты, 440 и 660 градусами восточной долготы. Общая площадь составляет 445,7 тысячи квадратных километров (рисунок 1.1).

По начальным суммарным ресурсам нефти и газа Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция занимает 3-е место в России (после Западно-Сибирской и Волго-Уральской нефтегазоносных провинций). Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция в географическом отношении находится за Полярным кругом. На востоке (за пределами границ провинции) представляет собой извилистый складчатый пояс, включающий Уральские горы, хребет Пай-Хой, остров Вайгач и архипелаг Новая Земля. На западе провинция ограничена хребтом Канин, являющимся северным продолжением Тимана. Северной границей прибрежной зоны является Южно-Баренцевский переходный разлом [14, 75].

Фундамент сложен верхнепротерозойскими метаморфизованными породами. Выявлено 8 нефтегазоносных комплексов, свыше 90 % запасов углеводородов приурочены к двум – среднедевонско-нижнефранскому и верхневизейско-нижнепермскому [14, 75].

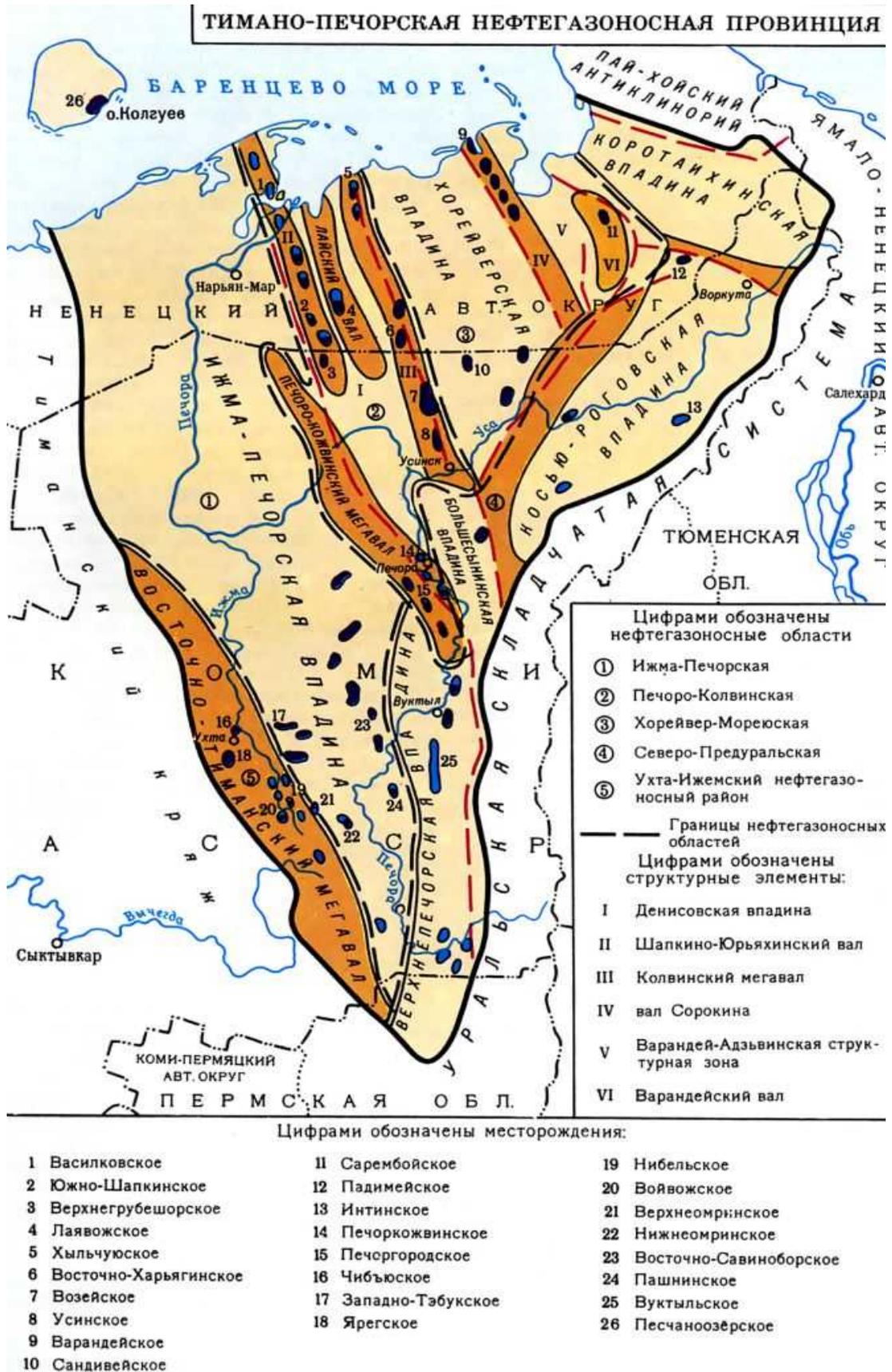


Рисунок 1.1 – Обзорная карта Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

Нефтегазовый Тимано-Печорский бассейн является особенным по своей геологической структуре. Он включает в себя большую часть земной коры континентального типа, которая характеризуется накоплением регулярного ряда осадочных образований, отражающих последовательность тектонического изменения. В нем обнаружены практически все известные типы отложений, как с точки зрения разнообразия ловушек и резервуаров, так и с точки зрения свойств углеводородов. Месторождения нефти и газа находятся от верхнепротерозойских до среднетриасовых, с глубинами месторождений от 150 м до 5 км.

Большая часть месторождений связана с антиклинальными структурами, залежи преимущественно сводовые (пластовые или массивные), часто литологически или стратиграфически экранированные, реже тектонически экранированные. Встречаются залежи не антиклинального и комбинированного типов. Доля нефтяных месторождений – 77 % (выявлены во всех нефтегазоносных областях, в широком стратиграфическом и глубинном диапазонах), чисто газовых – 8 % (встречены в основном на небольших глубинах – от 400 м до 1300 м), остальных (газоконденсатных, нефтегазовых, газонефтяных и нефтегазоконденсатных) – 15 %. Большая часть месторождений – многопластовые (до 20 продуктивных пластов).

Самыми крупными месторождениями Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции являются: Усинское, Ярегское, Восточно-Ламбейшорское, Ярейное; газоконденсатные – Вуктыльское и Лаявожское.

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.

В настоящее время южная часть Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции является наиболее освоенной. Для других областей провинции

характерны непростые географические, экономические и прочие условия, отсутствие развитой инфраструктуры, высокая степень трудноизвлекаемых запасов углеводородов. Исходя из вышеперечисленного, большинство месторождений, располагаемых на этих территориях, находится на начальной стадии освоения. Вместе с тем на данных территориях расположены нефтяные месторождения с большими запасами, которые являются готовыми к разработке, но эксплуатация на них в данный момент не ведется [14, 75].

Будущее развитие Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции для совершенствования топливно-энергетического сектора Российской Федерации напрямую зависит от значительных инвестиций в этот регион с целью развития инфраструктуры и создания благоприятной для прогресса этой территории среды.

1.2 Общая характеристика Усинского месторождения

Усинское месторождение нефти высокой вязкости территориально находится в Республике Коми. Город Усинск является ближайшим к нему и располагается в 35 км севернее месторождения. Географически площадь месторождения отнесена к части Печорской низменности и входит в бассейн реки Колвы (рис.1.2). Оно связано с значительной зоной нефтегазонакопления, в пределах которого выявлены такие месторождения нефти, как Баганское, Возейское, Баяндыское, Хатаяхское и Рогозинское [89]. Усинское нефтяное месторождение было открыто в 1963 году, разработка месторождения началась с 1973 года.

Усинское месторождение нефти приурочено к одноименной структуре, осложняющей юго-восточное окончание Колвинского мегавала Печорской синеклизы. По соотношению длинной и короткой сторон поднятие представляет собой ассиметричную брахиантиклинальную складку (по структурным планам всех маркирующих горизонтов) северо-западного простирания. Центральная часть поднятия, наиболее изученная бурением скважин, осложнена мелкими брахиантиклинальными складками, отделенными друг от друга неглубокими

месторождения пробурено 1765 скважин, действующий фонд добывающих скважин составляет 907 единиц.

Петрофизические исследования были проведены на керновом материале по 29 скважинам Усинского месторождения на 9 936 образцах стандартного размера, 978 образцах полноразмерного керна.

Отобранный керновый материал был привязан к фактическим глубинам на основании комплексной интерпретации данных геофизических исследований, лабораторных исследований коллекторских и физических свойств образцов керна и результатов опробования скважин.

Исследования кернового материала Усинского месторождения проводились в ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть», ООО «ПечорНИПИнефть» и ООО «ПермНИПИнефть».

Лабораторный анализ керна проводился согласно существующим государственным и отраслевым стандартам.

При изучении кернового материала выполнены определения следующих параметров:

- открытая пористость – методом жидкостенасыщения и гидростатического взвешивания, газоволюметрическим методом;
- газопроницаемость – методом стационарной фильтрации газа;
- анизотропия фильтрационных свойств в атмосферных условиях на полноразмерных образцах керна – два определения вдоль и одно определение в крест напластования;
- минералогическая плотность, плотность насыщения и объемная масса скелета образцов – в процессе определения открытой пористости методом насыщения жидкостью;
- остаточная нефтенасыщенность – путем экстракции в аппаратах Сокслета;
- остаточная водонасыщенность – методами центрифугирования и капилляриметрии;
- показатель смачиваемости – согласно методике отраслевого стандарта

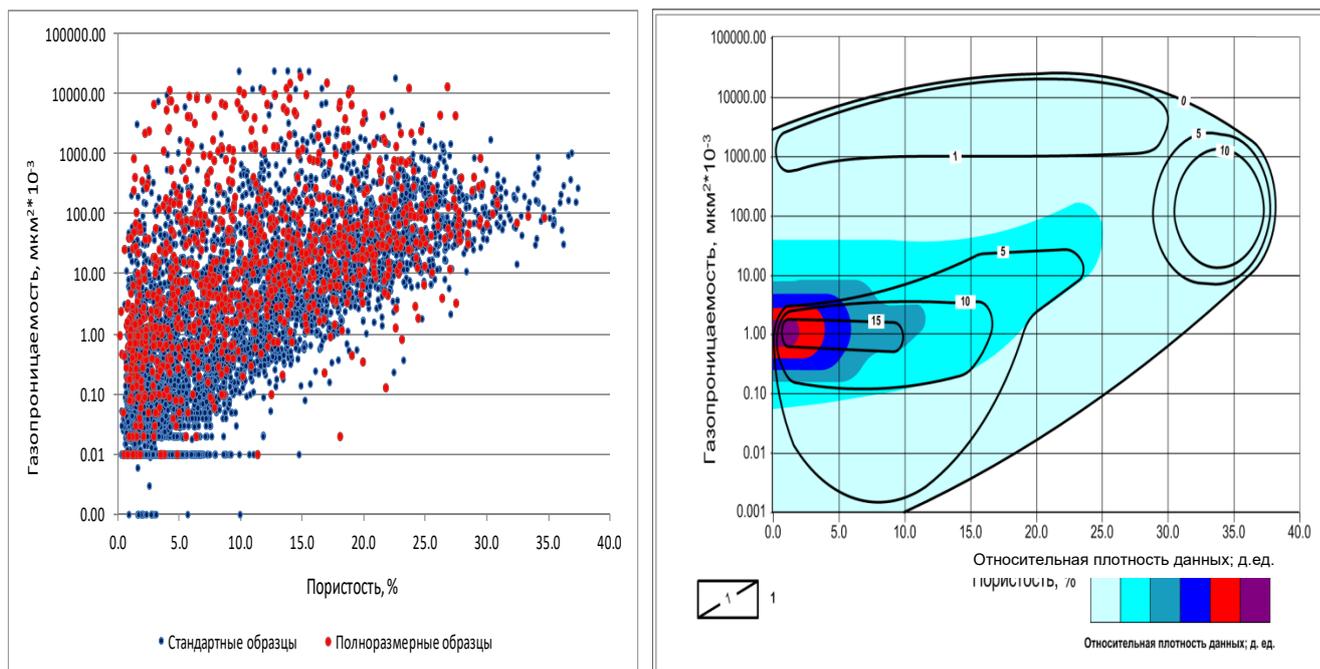
ОСТ–39-180-86 и по методу Аммота;

- карбонатность пород – объемно-весовым методом;
- эффективная газопроницаемость на образцах с остаточной водонасыщенностью;
- удельное электрическое сопротивление – моделированием текущего водонасыщения методом капилляриметрии;
- изучение структуры порового пространства;
- относительное сопротивление в атмосферных условиях и условиях, близких к пластовым, при насыщении образцов моделью пластовой воды;
- интервальное время пробега и скорость продольных и поперечных волн в атмосферных условиях и условиях, близких к пластовым;
- изучение упругих характеристик в атмосферных условиях и условиях, близких к пластовым.

Кроме того, в целях изучения литологического состава пород и структуры пустотного пространства проведены: спектральный и плотностной гамма-каротаж по колонке керна с привязкой к геологическому разрезу путем совместной интерпретации материалов керна и ГИС; фотографирование в белом и ультрафиолетовом свете; описание петрографических неокрашенных шлифов; изучение пустотного пространства по окрашенным шлифам; проведение специальных исследований.

На рисунке 1.3 представлена зависимость газопроницаемости от пористости (а) и рассчитанная плотность распределения всех 10914 исследованных образцов керна и кратность превышения стандартных образцов над полноразмерными образцами в соотношении газопроницаемости от пористости (б).

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%.



а

б

Рисунок 1.3 – Зависимость газопроницаемости от пористости и плотность распределения образцов керна и кратность превышения стандартных образцов над полноразмерными в соотношении газопроницаемости от пористости для пермокарбонатной залежи Усинского месторождения нефти: 1 – линия равных значений кратности превышения стандартных образцов над полноразмерными

По кратности распределения стандартных образцов относительно полноразмерных в краевых зонах графика наблюдаются две аномалии. В диапазоне значений газопроницаемости выше $1000 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ и пористости от 0 до 30 % наблюдается участок 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. Это связано с тем, 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 образцах керна с сохранным при выбуривании диаметром, 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 составляющей 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 данные 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.

На основании анализа всех полученных результатов по определению коллекторских свойств удалось установить, что породы-коллекторы пермокарбоневой залежи Усинского месторождения нефти обладают неоднородными, но в основном достаточно хорошими фильтрационно-емкостными свойствами, что, в свою очередь, связано с литолого-генетическими закономерностями распределения пор, каверн и трещин, а также с их морфологическими особенностями.

Несмотря на высокую изученность кернового материала, до сих пор 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.

В разрезе скважин Усинского месторождения изучены отложения среднего и верхнего карбона и нижней перми в объеме ассельско-сакмарского яруса.

Наиболее распространенными в данном разрезе являются биогермные породы и вторичные доломиты. Содержание глинистых минералов незначительное. Породы пермокарбонной залежи Усинского месторождения подверглись широкому спектру постседиментационных изменений: доломитизация, перекристаллизация, окремнение, выщелачивание, кальцитизация, а также стилолитизация и трещиноватость.

Отложения среднего отдела карбона (C₂) представлены биогермными известняками в разной степени доломитизированными. Прослоями и линзами залегают доломиты. Среди биогермных известняков выделены детритово-унгдарелловые и водорослевые (полифитовые) известняки, а также криноидно-мшанковые и мшанково-водорослевые известняки.

Микроскопически были выделены следующие литотипы:

1. Известняки детритово-унгдарелловые и водорослевые доломитовые и доломитистые, эпизодически пигментированные нефтью. В разной степени стилолитизированные. Породы преимущественно плотные, массивные, в редких случаях слабопористые и пористые.

2. Известняки мшанковые, криноидно-мшанковые, микробиально-мшанковые и мшанково-микробиальные. Породы неравномерно нефтенасыщенные, неравномерно пористые и кавернозно-пористые, трещиноватые и стилолитизированные. Породы участками выщелочены, доломитизированы и окремнены.

3. Известняки шламово-детритовые, детритово-шламовые, полидетритовые, комковато-детритовые в результате неравномерного нефтенасыщения и распределения органического детрита и скудного глинистого материала слоистые и пятнистые. Породы слабо стилолитизированные, плотные, участками

кавернозно-пористые (до 20 %), крепкие, доломитизированные (0–30 %). Основная масса породы (до 95 %) представлена разнообразными органическими остатками цельными и обломками, среди которых диагностируются крупные многокамерные раковинки фораминифер (до 3,0 мм), обломки раковин брахиопод, остракод, членики криноидей, фрагменты мшанок, остатки зеленых водорослей.

4. Доломиты замещения микрозернистые и микротонкозернистые с прослоями биогермных известняков, стилолитизированные, неравномерно кавернозно-пористые. Породы достаточно интенсивно и равномерно нефтенасыщены, участками неравномерно. Цвет пород темно-коричневый, пятнисто светло-серый.

5. Карбонатно-кремнистая/кремнисто-карбонатная порода. Текстура пятнистая, трещиноватая. Структура кристаллически-зернистая, локально, органогенно-детритовая.

Отложения верхнего отдела карбона (C₃) представлены биогермными мшанково-микробиальными, водорослевыми и эхиноидными (криноидными) известняками.

Известняки криноидно-мшанковые с инкрустационной текстурой, мшанково-микробиальные. Породы аналогичны описанным в отложениях среднего отдела карбона. Породы неравномерно нефтенасыщенные, стилолитизированные и трещиноватые, малопористые, участками среднепористые.

Известняки водорослевые. Породы коричневого, темно-коричневого, локально до черного, участками светло-серо-коричневого цвета. Нефтенасыщение неравномерное, интенсивное. Породы пористые, кавернозные и кавернозно-пористые (средне- и высокеемкие), трещиноватые. Такие известняки залегают в виде пластов и крупных линз.

Известняки эхиноидные (криноидные) с неяснопятнистыми, слойчатыми, неяснослойчатыми и ориентированными текстурами. Породы пористо-кавернозные (до 15 %), трещиноватые, стилолитизированные.

Структуры эхиноидные, мшанково-эхиноидные, мшанково-криноидные, участками криноидно-мшанковые, эхиноидно-фораминиферовые и фораминиферово-криноидные.

Известняки палеоаплизиново-коралловые битуминозные, трещиноватые, кавернозно-пористые (~ 15 %), стилолитизированные.

Породы сложены крупными перематыми фрагментами группы кишечнополостных (палеоаплизин) и кораллов. Пелитоморфный кальцит микробиальной природы отмечается в виде корковых наростов на разнообразных органических остатках.

Отложения ассельско-сакмарского яруса нижней перми (P_{1a+s}) представлены известняками мшанково-микробиальными, участками с тонкими прослоями водорослевых известняков.

Известняки мшанковые, криноидно-мшанковые. Порода представлена разнообразными органическими остатками. Известняки водорослевые аналогичны описанным в отложениях верхнего отдела карбона, неравномерно нефтенасыщенные, стилолитизированные и трещиноватые.

Реже в разрезе встречается следующий литотип.

Известняки ооидные кавернозно-пористые, пигментированные битумом с неяснослойчатой текстурой. Структура ооидная, комковатая.

Из вторичных процессов наиболее значимую роль в формировании полезной емкости пород сыграли выщелачивание и трещинообразование, которые способствовали возрастанию проницаемости и пористости пород. Также для изученного разреза можно предположить, что окремнение в некоторой степени улучшило коллекторские свойства. Неблагоприятное влияние на коллекторские свойства пород повлияла кальцитизация.

Горные породы исследуемых отложений насыщены углеводороды в различной степени. Редкое и насыщение участками встречается в зонах с низкой матричной пористостью. Это дает возможность допускать рассмотрение изучаемых отложений, как целостный резервуар. Битуминозное органическое вещество обнаруживается в порах и трещин в виде пленок, капель, примазок и

ВЫПОТОВ.

В результате литолого-петрографических и петрофизических исследований установлено, что породы изученного разреза обладают неоднородными, но в основном достаточно хорошими фильтрационно-емкостными свойствами, что, в свою очередь, связано с литолого-генетическими закономерностями распределения пор, каверн и трещин, а также с их морфологическими особенностями. Встречаются интервалы, где отложения характеризуются низкой матричной пористостью, в то время как проницаемость достигает высоких значений.

В породах Усинского месторождения выделено 4 типа коллектора по структуре пустотного пространства: трещинный коллектор, трещинно-каверново-поровый, порово-каверновый, поровый и каверно-поровый коллектор.

Пермокарбонатная залежь Усинского месторождения уникальна по размерам и свойствам нефти. Этаж нефтеносности составляет более 300 метров. Проблемы разработки залежи обусловлены сложным геологическим строением, сложной структурой пустотного пространства и полиминеральным составом пород-коллекторов.

1.3 Обзор современных методов исследований керна

Для получения результатов лабораторных исследований с высоким их качеством необходим отбор керна с максимальной сохранностью его первоначальных свойств. С целью выполнения этого требуется строгое соответствие условий отбора керна на скважине и соблюдения правильной его доставки в лабораторию.

Состав работ по пробоподготовке кернового материала к проведению комплекса стандартных и специальных исследований определяется программой лабораторных исследований, которая включает в себя объем необходимых исследований, их последовательность, а также список соответствующих нормативных документов.

Первичная обработка кернового материала и профильные исследования состоят из нескольких этапов, основные из которых: выкладка, очистка от бурового раствора и реконструкция колонки керна, фотографирование в дневном и ультрафиолетовом свете, спектральный гамма-каротаж, измерение профильной газопроницаемости и акустических свойств.

Спектральный гамма-каротаж и плотностной каротаж проводится с использованием специального оборудования (гамма-регистратор). Параметры, полученные на гамма-регистраторе, применяются с целью привязки керна по глубине к разрезу скважины при сопоставлении с данными геофизических исследований.

Исходя из нашей практики, проведение спектрального гамма-каротажа возможно в алюминиевых или фибerglassовых (стеклопластиковых) керноприемных трубах, в которых керн поступил в лабораторию. Проведение каротажа кернового материала без его выкладки из труб возможно, поскольку это не вносит значимой погрешности в результат измерения. Однако, после разгерметизации керна и его реконструкции рекомендуется контрольное проведение спектрального гамма-каротажа, особенно в случаях неполного выноса керна [107].

Выемку кернового материала из труб необходимо осуществлять непосредственно в лаборатории, где для этого подготовлены необходимые условия и оборудование.

Для минимизации повреждений колонки керна при извлечении его из керноприемной трубы рекомендуется применение специализированного устройства, представляющего собой гидравлический поршень с упорами и лотком для керна (рисунок 1.4).



Рисунок 1.4 – Специальное устройство для извлечения керна из тубусов

Наиболее бережное извлечение кернового материала из тубусов достигается при использовании створчатых труб типа «clam shell» (раковина двухстворчатого моллюска) (рисунок 1.5 а, б).

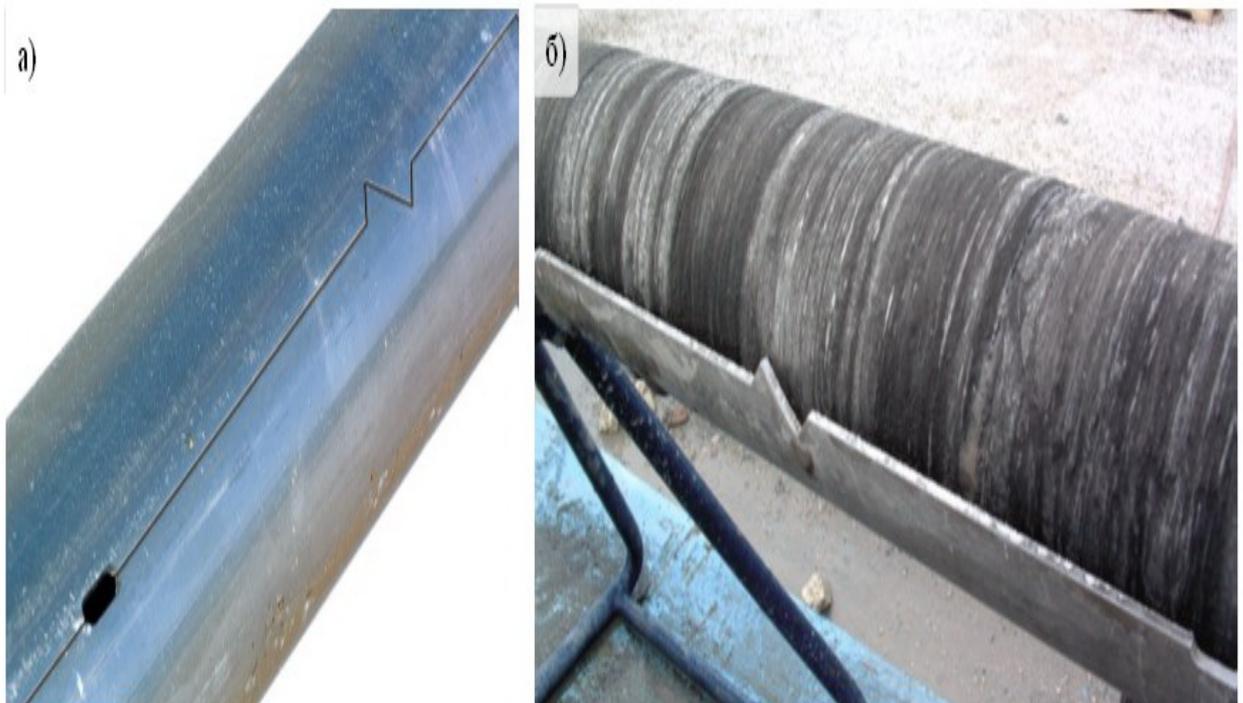


Рисунок 1.5 – Фотография створчатой кернаприемной трубы

Вместе с выкладкой керна из керноприемных труб производится, согласно программе лабораторных исследований, отбор образцов для узкоспециальных исследований (определение нефте- и водонасыщенности, комплекс геохимических исследований). Отбор проводится путем откалывания кусочка образца кернового материала, либо отпиливания без использования какой-либо охлаждающей жидкости. Такие образцы сразу же после отбора (в течение 20 минут) консервируют в вакуумных пакетах либо парафинированием [79, 97]. Применение консервации образцов необходимо для сохранения их первоначальных свойств до начала экспериментов.

При работе с глинистыми горными породами для предотвращения потери естественной воды и расслаивания хороший результат дает обертывание керна пищевой пленкой в ходе всего цикла первичной подготовки – от выкладки до распиловки (рисунок 1.6 а, б, в).



Рисунок 1.6 – Упаковка фрагментов в пищевую пленку

Распиливание колонки керна вдоль длинной оси необходимо для выполнения некоторых видов профильных исследований и качественного литолого-петрографического описания. Не подвергают продольной распиловке глинистые, тонкоплитчатые и другие породы, которые в результате распиливания могут утратить первоначальную текстуру или органические остатки.

С целью документирования информации о колонке кернового проводится ее фотографирование в дневном и ультрафиолетовом свете. Фотографирование продольно распиленного керна в дневном свете позволяет зафиксировать структурные и текстурные особенности породы. Способность нефти люминесцировать в ультрафиолетовых лучах используется для обнаружения весьма незначительного количества её в горной породе. Возбуждение люминесценции битуминозных веществ производится ультрафиолетовыми лучами с длиной волны 254-365 нм. Фотографии керна в ультрафиолетовом свете дают возможность выделить в разрезе все нефтенасыщенные участки керна, определить характер распределения углеводородов на нефтенасыщенных участках керна и предположить их качественный состав. Цвет и яркость люминесценции нефти зависят от группового состава нефти. Наибольшей яркостью обладают светлые нефти, дающие сине-голубое и голубое свечение, с увеличением количества в нефти смол и асфальтенов яркость ее люминесценции снижается и цвет изменяется до желто-коричневого, коричневого и черного.

После подготовки керна к исследованиям и уточнения привязки керна к разрезу скважины проводится предварительный анализ состояния кернового материала, сложности структуры пустотного пространства и общего количества нефтенасыщенных интервалов. По результатам предварительной оценки первоначальная программа стандартных и специальных лабораторных исследований корректируется.

Детальное литологическое изучение керна получить краткую информацию о строении разреза, о литологическом составе и характере насыщения пород. В ходе послойного литологического макроописания керна выявляются основные фациальные признаки отложений, отмечается цикличность ископаемых осадков в керне, описываются текстурные и структурные особенности пород, назначаются места отбора образцов керна для проведения дальнейших лабораторных исследований.

Общее количество образцов для проведения комплекса стандартных исследований, как правило, составляет от трех до пяти образцов стандартного

размера, но должно быть не менее тридцати образцов на изучаемый объект. Образцы отбираются таким образом, чтобы весь изучаемый объект был охарактеризован во всем диапазоне коллекторских и физических свойств.

Стандартные комплекс лабораторных исследований, а в последующем и специальных комплекс проводится на образцах керна стандартного размера - диаметром 25,4 мм или 38 мм и на образцах керна с сохраненным при выбуривании диаметром – 67 мм, 80 мм, 100 мм, 110 мм. Длина образцов обычно равна диаметру образца, за исключением геомеханических исследований.

В некоторых случаях проводится фотофиксация первоначального состояния образца, отобранного для проведения исследования, и его состояния после экстракции (рисунок 1.7), в некоторых случаях фотографирование проводится после каждого испытания.



Рисунок 1.7 – Фотографии образцов керна

Размер цилиндрического образца керна диаметром и длиной 30 мм является общепринятым в лабораторной практике отечественных компаний. В принятых условиях объем образца «стандартного» размера, изготовленного для лабораторных исследований по определению фильтрационно-емкостных свойств отложений, составляет приблизительно 21 см^3 . Для коллекторов трещинно-порово-кавернового типа характерно сложное полимодальное распределение пор по размерам [44, 59, 66, 76], что требует проведения исследований на образцах большего размера. На рисунке 1.8 представлены фотографии образцов керна различного диаметра – от стандартного до полноразмерного.

На текущий момент уже доказано то, что приоритетной основой для петрофизического обеспечения информацией направлений геологии и разработки является фундаментальное изменение общепринятых подходов к качеству и количеству отбираемого кернового материала [81, 83, 86, 101].



Рисунок 1.8 – Фотографии образцов керна различного размера

Перед определением фильтрационно-емкостных свойств образцы очищают от нефти, битумов и бурового раствора путем экстрагирования. Экстракцию проводят в широкогорлых стеклянных экстракторах – аппаратах Сокслета – или в углекислотно-толуольном экстракторе. При экстракции в аппаратах Сокслета в качестве растворителей используют толуол, хлороформ или спиртобензольную смесь в соотношениях 1:1 или 1:2.

Действие каждого растворителя в известной мере селективно. Оптимальный растворитель, обеспечивающий требуемую глубину извлечения, необходимо подбирать экспериментально. Принцип работы углекислотно-толуольного экстрактора основан на использовании в качестве растворителя толуола, насыщенного углекислым газом. Для образцов, насыщенных высоковязкими нефтями, используют предварительное замачивание в керосине.

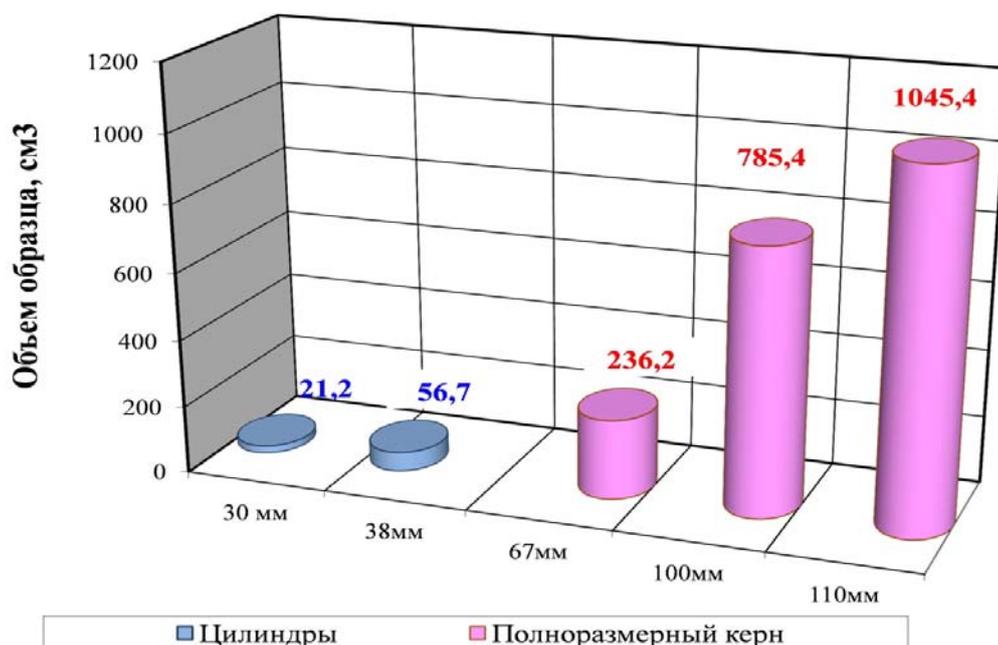


Рисунок 1.9 – Соотношение объема образцов различного размера

Для определения физических и коллекторских свойств пород традиционного коллектора используются общеизвестные, схожие по содержанию российские и зарубежные стандарты. С момента изготовления образцов керна до получения результатов по указанным методикам в среднем затрачивается от 3 недель.

В большинстве случаев коэффициент открытой пористости на образцах керна стандартного размера определяют методом жидкостенасыщения согласно ГОСТ 26450.1-85 [15].

На образцах керна с сохраненном при выбуривании диаметром открытая пористость определяется газоволюметрическим методом с использованием гелиевого порозиметра. На образцах, отобранных для проведения специальных петрофизических исследований, выполняют повторное определение пористости методом жидкостенасыщения. Контроль за полнотой насыщения осуществляют на основании данных, полученных газоволюметрическим методом [46].

Коэффициент абсолютной газопроницаемости методом стационарной фильтрации определяется согласно ГОСТ 26450.2-85 с помощью специального

оборудования – «Дарсиметр», АР-608. Определение газопроницаемости на образцах керна проводится с помощью кернодержателя Хасслера, оснащенного кернодержателями, позволяющими измерять проницаемость образцов в горизонтальном и вертикальном направлениях. Кроме того, существует методика, которая регламентирует определение газопроницаемости на образцах керна с сохраненным при выбурировании диаметром [110].

1.4 Основные проблемы разработки пермокарбонатной залежи Усинского месторождения

Промышленная разработка пермокарбонатной залежи Усинского месторождения нефти ведется с 1977 г. Проблемы разработки обусловлены сложным геологическим строением массивного трещинно-кавернозно-порового карбонатного резервуара высотой около 300 м, вмещающего высоковязкую нефть (от 344 мПа·с до 2024 мПа·с).

К характерным особенностям геолого-физической характеристики пермокарбонатной залежи относятся высокая вязкость пластовой нефти (в среднем динамическая вязкость составляет 710 мПа·с), глубина в пределах 1000–1500 метров, анизотропия коллекторских параметров в различных направлениях.

При разработке Усинского месторождения выделяются следующие проблемы:

- изменение петрофизических свойств пород коллекторов в вертикальном и горизонтальных направлениях, развитая система высокопроницаемых трещин;
- низкая изученность краевой зоны залежи;
- высоковязкая пластовая нефть (в среднем 710 мПа*с) с низким газосодержанием (23,1 м³/т);
- отсутствие «дешевых» эффективных технологий по извлечению ВВН;
- применение энергозатратных технологий и дорогостоящего

оборудования для закачки агента в пласт.

За период эксплуатации залежи на нескольких ее участках проводились испытания различных технологий, направленных на увеличение эффективности вытеснения, повышение охвата пласта, а также ограничение водопритока.

1) Технологии, направленные на увеличение коэффициента вытеснения. Различные виды теплоносителей, применяемых в качестве вытесняющего агента.

– Площадная закачка горячей воды температурой 200–250 °С

Период применения: участок ПТВ-1 – 1982–1997 гг., участок ПТВ-2 – 1989–1998 гг.

Сущность: закачка горячей воды способствует увеличению подвижности нефти и степени ее отмыва, а также повышению пластового давления на участке залежи.

Оценка эффективности: за счет закачки горячей воды по участкам ПТВ за период применения технологии дополнительно получено 3,6 млн т нефти, в том числе по участку ПТВ-1 – 2,2 млн т, ПТВ-2 – 1,4 млн т.

Несмотря на достигнутую достаточно высокую эффективность технологии, закачка горячей воды на участках ПТВ-1, 2 прекращена. Отсутствие возможности продолжить закачку вызвано техническими причинами (изношенность оборудования).

Тиражирование: в 2020 г. на участке ОПР-3 в центральной части залежи начата реализация технологии закачки в нагнетательные скважины горячей воды температурой 210 °С с многофункциональной химической композицией МИКА на основе ПАВ (проект «Пермокарбон потенциал»). Организацию закачки планируется осуществить в 2 этапа: в первую очередь осуществить запуск закачки горячей воды, затем организовать чередующуюся закачку оторочек горячей воды и МФК МИКА. Применение последней призвано повысить эффективность вытеснения, способствовать выравниванию фронта закачки по разрезу, снизить межфазное натяжение.

В случае успешной реализации технологии потенциальной областью ее тиражирования является вся площадь залежи.

– Площадная закачка пара

Период применения: ПТВ-Центр (ранее ПТВ-3) – с 1992 г., ПТВ-Север – с 2010 г., ПТВ-Юго-Запад – с 2012 г. На всех участках технология реализуется по настоящее время.

Сущность: в нагнетательные скважины осуществляется закачка пара с температурой на парогенерирующих установках 300–330 °С, сухостью 70–75 %. Пар по сравнению с горячей водой обладает повышенной энтальпией, способствует капиллярной пропитке матрицы породы, обработке подвергается большой объем пласта. Кроме воздействия на коллектор и флюид, содержащийся в нем, технология призвана повышать пластовое давления на участке залежи.

Оценка эффективности: по участкам применения площадной закачки пара на основании фактической динамики показателей оценены конечные коэффициенты извлечения нефти по нескольким характеристикам вытеснения. Так, конечный расчетный КИН по участку ПТВ-Центр составил 0,42 д. ед., ПТВ-Север – 0,32 д. ед., ПТВ-Юго-Запад – 0,29 д. ед. Для сравнения: расчетный коэффициент извлечения нефти на участке, разрабатываемом на естественном режиме, составил 0,15 д.ед.

– Пароциклические обработки добывающих скважин

Период применения: с 1993 г. технология применяется во внутренней зоне залежи, с 2016 г. – в краевой (с начала вовлечения в разработку). Технология реализуется по настоящее время.

Сущность: закачка в добывающие скважины пара с температурой 300 °С, давлением 8,0 МПа, сухостью 70 % с последующей выдержкой скважин на паропропитке.

Оценка эффективности: по технологии ПЦО за период 1993–2019 гг. выполнено 1342 скважин-операций. По состоянию на 01.01.2020 дополнительная добыча нефти составила 3,8 млн т. В результате ПЦО достигается увеличение дебита нефти в 3–5 раз, продолжительность эффекта составляет в среднем 6–12 месяцев. Расчетное паронефтяное отношение, как показатель эффективности технологии, за период применения ПЦО составило 9,9 т/т.

Технология ПЦО добывающих скважин в условиях пермокарбонной залежи достаточно эффективна и позволяет достигать более высокий коэффициент нефтеотдачи пласта за счет снижения вязкости и повышения подвижности нефти. Для сохранения эффективности последующих циклов рекомендуется выполнять ПЦО с применением химических композиций.

Тиражирование: в перспективе применение ПЦО добывающих скважин запланировано в рамках реализации как базового варианта развития, так и проектов «Пермо-карбон 1», «Пермо-карбон 2».

– Влажное внутрипластовое горение (ВВГ)

Период применения: проектная часть ОПР подготовлена (1983–1985 гг.), технология не реализована.

Сущность: создание, поддержание и перемещение в нефтяном пласте фронта горения или высокотемпературной зоны, тепло в которой образуется за счет экзотермических окислительных реакций между частью пластовой нефти и кислородом воздуха.

По прогнозным расчетам на участках применения технологии за 9 лет ожидалось достичь коэффициент извлечения нефти 0,29 д. ед.

Поначалу планировалось испытать технологию без предварительного прогрева призабойных зон нагнетательных и добывающих скважин участка Е-2. Процесс инициирования горения предполагалось осуществить на трех первоочередных скважинах. До начала инициирования горения требовалось проведение ряда мероприятий: ПГИ с целью изучения степени гидродинамической связи между скважинами и объектами разработки, ГТМ по улучшению крепления пробуренных скважин, возврат скважин в пределах участка Е-2 с девонских отложений на пермокарбонную залежь; установка приборов и средств контроля на нагнетательных, добывающих скважинах и ГЗУ; перевод всего фонда участка на фонтанный способ эксплуатации. Инициацию горения планировалось произвести с помощью электронагревателей.

Тиражирование: ввиду высокой литологической неоднородности коллектора, сложности регулирования и контроля процесса ВВГ, высокой взрыво-

и пожароопасности технология не рассматривается в качестве перспективной в дальнейшем.

– Площадная закачка горячей воды температурой 90 °С

Период применения: Юго-Восточный участок – с 2012 г.

Сущность: закачка горячей воды в нагнетательные скважины приводит к повышению пластовой температуры, что положительно сказывается на повышении КИН залежи, содержащей сверхвязкую нефть. Помимо воздействия на свойства флюида, закачка позволяет поддерживать пластовое давление на участке залежи.

Оценка эффективности: расчетный конечный коэффициент извлечения нефти по Юго-Восточному участку, где осуществляется закачка горячей воды 90 °С, составил 0,20 д. ед. Величина определена на основании фактической динамики показателей участка по нескольким характеристикам вытеснения. Для сравнения: прогнозный коэффициент извлечения нефти по эталонному участку, разрабатываемому на естественном режиме, составляет 0,15 д. ед.

По результатам эксплуатации участка закачка горячей воды с температурой 90 °С при условии комплексирования с закачкой химических композиций НИНКА, ГАЛКА (для сдерживания прорывов по высокопроницаемым каналам) эффективна для целей поддержания пластового давления. Однако стоит иметь в виду, что применение данного типа вытесняющего агента в условиях пермокарбонной залежи с неньютоновскими жидкостями не может обеспечить проектный коэффициент извлечения нефти 0,330 д. ед.

Тиражирование: в перспективе применение площадной закачки воды температурой 90 °С запланировано в рамках реализации как базового варианта развития, так и проектов «Пермо-карбон 1», «Пермо-карбон 2».

2) Технологии ОПР, направленные на увеличение коэффициента охвата.

– Горизонтальные скважины

Период применения: ввод в эксплуатацию скважин в период 2007–2015 гг.

Сущность: проводка горизонтального ствола способствует увеличению контакта с коллектором.

Оценка эффективности: показатели эксплуатации добывающих ГС не обеспечивают преимуществ относительно ННС в условиях развитой системы трещин пермокарбоневой залежи (горизонтальных, вертикальных).

Тиражирование: бурение ГС на пермокарбоневой залежи в существующей стратегии развития не предусмотрено ввиду отрицательного опыта.

– Уплотнение сетки скважин до 3,125 га/скв

Период применения: с 80-х годов XX века.

Сущность: увеличение точек отбора способствует повышению охвата пласта по площади, вовлечению в разработку недренируемых (малодренируемых) запасов, позволяет ускорить темпы выработки запасов.

Тиражирование: в принятой стратегии развития разбуривание краевой зоны пермокарбоневой залежи до 2027 г. будет осуществляться с ПСС 6,25 га/скв. В случае отрицательного заключения по эффективности технологии закачки горячей воды температурой 210 °С с МФК МИКА (1 квартал 2022 г.) в настоящее время прорабатывается альтернативный вариант развития залежи – реализация с 2026 г. уплотняющего бурения скважин в краевой части залежи до ПСС 3,125 га/скв.

– Закачка оторочек растворителя

Период применения: 1980–1981 гг.

Сущность: повышение охвата пласта закачкой по площади за счет предварительного повышения подвижности тяжелой нефти вследствие снижения ее вязкости.

Оценка эффективности: для реализации технологии необходима закачка значительных объемов растворителя (применялась девонская нефть Усинского месторождения) в пласт. Прирост добычи нефти за счет закачки легкой нефти сопоставим с объемом закачанной нефти. Около 90 % закачанной нефти, оставшейся в пласте, в период закачки пара улучшило фильтрационные параметры коллектора и создало преимущественные пути фильтрации теплоносителя, повлияло на характер его распространения.

Тиражирование: применение технологии создания оторочки растворителя

не планируется ввиду низкого охвата пласта вытеснением и необходимости закачки значительных объемов растворителя, что приведет к ухудшению экономических показателей проекта.

– Закачка конденсата

Период применения: 1982 г.

Сущность: повышение коэффициента извлечения нефти на естественном режиме за счет снижения фильтрационных сопротивлений нефти в пласте благодаря снижению ее вязкости.

Оценка эффективности: оценка технологического эффекта от закачки конденсата не осуществлена. При смешении сверхвязкой нефти с растворителем происходит интенсивная дегазация, что затрудняет замер дебитов скважин.

Тиражирование: применение технологии в дальнейшем не планируется по следующим причинам: газ вследствие высокой подвижности фильтруется по наиболее проницаемым интервалам, вследствие чего регулирование процесса закачки затруднительно; попутный газ с ГПЗ необходим для обеспечения собственных нужд – обеспечение сырьем энергоцентра «Уса»; углекислый газ по сравнению с конденсатом ГПЗ обладает большей растворимостью в нефти; при взаимодействии с водой образуется угольная кислота, которая способствует интенсификации добычи нефти.

3) Технологии ОНР, направленные на ограничение водопритока.

– Бурение дублеров в центральной части залежи

Период применения: 2013 г.

Сущность: вовлечение в разработку текущих остаточных запасов нефти центральной части залежи, испытание технологии по борьбе с прогрессирующим обводнением. Основанием для применения технологии являлось предположение, что высокая трещиноватость пласта ниже репера R₄ приводит к обводнению добывающих скважин за счет подтягивания в процессе эксплуатации подошвенных вод.

Оценка эффективности: накопленный опыт эксплуатации скважин-дублеров без вскрытия репера R₄ показывает низкую эффективность. По многим скважинам

отмечено низкое качество крепления эксплуатационной колонны. Вода в скважины поступает как по латерали вследствие выработки запасов, влияния закачки в скважины ПТВ-Центр, так и за счет заколонной циркуляции. Изначально высказанное предположение о влиянии на эксплуатацию скважин высокой трещиноватости репера R₄ не подтвердилось.

Тиражирование: с 2019 г. в рамках реализации проекта «Пермо-карбон потенциал» начато разбуривание участка ОПР-3 внутренней части залежи скважинами-дублерами.

– Чередующаяся закачка пластовой воды и высоковязкой нефти

Период применения: 2007–2009 гг.

Оценка эффективности: эффект от чередующейся закачки воды и нефти получен, однако он напрямую зависит от вязкости закачиваемой нефти в пласт. При снижении вязкости закачанной нефти с 280 мПа*с до 140 мПа*с положительного результата от закачки не наблюдалось. Кроме того, для блокирования высокопроницаемых каналов необходимы значительные объемы нефти.

Тиражирование: дальнейшее тиражирование технологии не предусмотрено ввиду низкой технологической эффективности.

За период разработки пермокарбоновой залежи реализовано 10 технологий, направленных на увеличение эффективности вытеснения, повышение охвата пласта, а также ограничение водопритока. Дополнительная добыча нефти от применения технологий составила 7,5 млн т. На сегодняшний день продолжают применяться 5 технологий – площадная закачка пара, закачка горячей воды 90 °С и 210 °С, ПЦО добывающих скважин, бурение скважин-дублеров.

В настоящее время планирование разработки пермокарбоновой залежи Усинского месторождения осуществляется на основании проектного подхода по проектам: «Пермо-карбон 1», «Пермо-карбон 2», «Пермо-карбон потенциал».

В рамках проведенного анализа рассмотрены следующие технологии по увеличению эффективности разработки, которые можно разделить на категории:

– направленные на увеличение коэффициента вытеснения сверхвязкой

нефти;

- направленные на увеличение коэффициента охвата неоднородного, трещиноватого пласта;
- направленные на ограничение водопритока.

Оценка эффективности на основе фактически достигнутых показателей выявила ряд технологий, которые могут быть рассмотрены для дальнейшего применения:

1. Закачка горячей воды (температурой 200 °С) способствует увеличению коэффициента извлечения нефти за счет снижения вязкости нефти и повышения ее подвижности. За счет применения химических композиций возможно добиться повышения коэффициента вытеснения.

2. Площадная закачка пара на фонде ННС при закачке в нестационарном режиме с применением химических композиций позволяет достигать более высокий коэффициент вытеснения по сравнению с горячей водой, однако ввиду своей энергозатратности и дороговизны применение технологии ограничивается.

3. Уплотнение сетки скважин до 3,125 га/скв в перспективе является способом увеличения темпов выработки запасов, однако для более точной оценки необходимо выполнить повариантные расчеты технико-экономических показателей с использованием кондиционной геолого-гидродинамической модели.

4. Закачка оторочки растворителя перед вводом площадной закачки пара приводит к повышению подвижности пластовой нефти при смешении с маловязкой нефтью; закачанная нефть, оставшаяся в пласте, улучшает фильтрационные параметры коллектора и создает преимущественные пути фильтрации теплоносителя, повлияла на характер его распространения.

Ряд применяемых технологий не показали достаточную эффективность:

1. Закачка подогретой воды температурой 90 °С не обеспечивает проектный КИН за счет низкого коэффициента вытеснения.

2. Применение ГС в условиях развитой системы трещин пермокарбонной залежи (горизонтальных, вертикальных) даже при условии

комплексирования с тепловыми методами и применением химических реагентов не обеспечивают преимуществ относительно ННС.

3. Бурение скважин-дублеров без вскрытия репера R_4 не позволяет провести полное ограничение водопритока, развитая система трещин и блоковое строение залежи не дают оснований утверждать, что R_4 способен выполнять роль надежного водоупора.

4. Закачка попутного газа приводит к «кинжальным» прорывам агента по аномально-проницаемым интервалам, что создает трудности в процессе регулирования.

5. Эффективность чередующейся закачки воды и нефти напрямую зависит от вязкости закачиваемой нефти и объема внедренной нефти с поверхности.

Сравнение различных технологий в области разработки, примененных в течение периода разработки залежи, представлено в таблице 1.1.

Завершая первую главу, нужно отметить, что разработка пермокарбоновой залежи Усинского месторождения сопровождается существенными проблемами по всем направлениям, сопутствующим освоению запасов высоковязкой нефти. Проблемы разработки залежи обусловлены сложным геологическим строением, сложной структурой пустотного пространства и полиминеральным составом пород-коллекторов. Несмотря на высокую изученность кернового материала пород-коллекторов Усинского месторождения до сих пор не решен вопрос дифференциации петрофизических 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 с целью повышения эффективности разработки и эксплуатации месторождения.

На повышение достоверности геологического строения и эффективности разработки и эксплуатации Усинского месторождения нефти направлена диссертационная работа.

Таблица 1.1 – Сравнение различных технологий ОПР в области разработки Усинского месторождения

Технологии, применение которых в перспективе не планируется						
Закачка подогретой воды температурой 90 °С	Площадная закачка пара на фонде ННС	Строительство ГС	Бурение скважин-дублеров без вскрытия репера R ₄	Закачка попутного газа	Закачка оторочки растворителя перед вводом площадной закачки пара	Чередующаяся закачка воды и высоковязкой нефти
Не обеспечивает проектный КИН за счет низкого $K_{\text{выт}}$	При закачке в нестационарном режиме с применением химических композиций позволяет достигать более высокий $K_{\text{выт}}$ по сравнению с горячей водой, однако ввиду своей энергозатратности и дороговизны применение технологии ограничивается	В условиях развитой системы трещин пермокарбоневой залежи (горизонтальных, вертикальных) даже при условии комплексирования с тепловыми методами и применением химических реагентов не обеспечивают преимуществ относительно ННС	Не позволяет в полной мере добиться ограничения водопритока, развитая система трещин и блоковое строение залежи не дают оснований утверждать, что R ₄ способен выполнять роль водоупора	Приводит к «кинжальным» прорывам агента по аномально-проницаемым интервалам, что создает трудности в процессе регулирования	Низкий охват пласта вытеснением и необходимость закачки значительных объемов растворителя, что приводит к ухудшению проекта	Эффективность зависит от вязкости закачиваемой нефти и объема внедренной нефти с поверхности. Характеризуется низкой технологической эффективностью
Технологии, показавшие эффективность						
Закачка горячей воды (температурой 200–250 °С)	Уплотнение сетки скважин до 3,125 га/скв	Бурение скважин-дублеров «старого» фонда	Пароциклические обработки			
1) Увеличение КИН за счет снижения вязкости нефти, повышения подвижности, поддержания Рпл. 2) Повышения $K_{\text{выт}}$ за счет применения хим. композиций	Перспективный метод увеличения темпов выработки запасов. Для достоверной оценки необходимо выполнение расчетов ТЭП на ГГДМ.	Бурение скважин-дублеров может быть применимо для замены «старого» фонда скважин в центральной части залежи.	Увеличение КИН за счет снижения вязкости и повышения подвижности нефти			

ГЛАВА 2. ДИФФЕРЕНЦИАЦИЯ ТИПОВ ПОРОД ПО СТРУКТУРЕ ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА НА ОСНОВЕ ИЗМЕНЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ НАКОПЛЕННОЙ КОРРЕЛЯЦИИ ОТКРЫТОЙ ПОРИСТОСТИ И ГАЗОПРОНИЦАЕМОСТИ

2.1 Построение петрофизических связей с разделением типов коллекторов по структуре пустотного пространства

Петрофизические исследования были проведены по керну 29 скважин пермокарбоневой залежи Усинского месторождения на 9 936 образцах стандартного размера, 978 образцах полноразмерного керна. Для анализа проведенных исследований были использованы результаты литологических, геофизических, петрографических и петрофизических лабораторных исследований пород-коллекторов Тимано-Печорской провинции [18, 70, 73, 100].

На основании проведенных лабораторных исследований по определению физических и коллекторских свойств коллекторов пермокарбоневой залежи Усинского месторождения нефти установлено, что они обладают неоднородными свойствами. Зафиксированная характеристика связана с их фациальной зональностью, а именно распределением трещин, каверн и пор в емкостном пространстве и их морфологическими особенностями. Изучаемые породы-коллектора были подвержены различным вторичным преобразованиям, а именно кальцитизация, уплотнения, стилолитизация, выщелачивания, окремнение и другим процессам.

Фильтрационно-емкостные свойства пермокарбоневой залежи Усинского месторождения резко отличаются по направлениям: породы, обладающие высокой пористостью, переслаиваются участками с низкими значениями пористости, наблюдается развитая система трещин. Согласно результатам полученных исследований изучаемые коллектора могут быть отнесены к сложнопостроенным [42].

Детальное изучение емкостного пространства пород пермокарбонной залежи позволило установить его строение и структуру и выявить различные типы коллекторов. С целью подбора коллекции образцов керна для последующего определения на них коллекторских свойств были проведены подробные петрофизические и литолого-петрографические лабораторные исследования. На основании полученных результатов определено 4 типа коллекторов, которые характеризуются разной структурой емкостного и фильтрационного пространства.

Трещинный коллектор – определяющая роль трещин в пористости и проницаемости (3,2 % образцов от всей выборки). Данный тип коллектора характеризуется низкой матричной пористостью. Повышенное значение коэффициента газопроницаемости вызвано трещинами горизонтальной и наклонной ориентировки;

Трещинно-каверново-поровый тип коллектора – сложный тип коллектора, все виды пустот влияют на фильтрационно-емкостные свойства (14,7% образцов от всей выборки). В данном типе коллектора весьма велика роль трещин как дополнительных путей фильтрации нефти. Емкость породы определяется вторичными и первичными порами;

Порово-каверновый коллектор – тип коллектора характеризуется изменением фильтрационно-емкостных свойств в широком диапазоне (30,9 % образцов от всей выборки). Поры и каверны выщелачивания имеют неправильную, удлиненную и изометричную форму. Поры сообщающиеся.

Поровый и каверно-поровый коллектор (каверны и/или трещины отсутствуют) – определяющая роль поровых каналов в пористости и проницаемости (51,2 % образцов от всей выборки). Коллектор характеризуется неравномерным развитием пустот. Поры развиваются в основном по цементу, реже – во внутрискелетных полостях органических остатков. Форма пустот самая разнообразная.

Исходя из проведенного анализа установлено, что основными типами

коллекторов являются порово-каверновый коллектор и поровый (суммарный вклад двух этих типов коллекторов составляет 82,1%).

В таблицах 2.1 и 2.2 отображено разбивка фильтрационной и емкостной характеристики от типа коллектора:

- трещинный тип коллектора – 173 образца (3,2%);
- трещинно-каверново-поровый – 797 образцов (14,7%);
- порово-каверновый – 1675 образцов (30,9%);
- поровый и каверново-поровый – 2782 образца (51,2%).

На основании вышеизложенного, порово-каверновый и поровый тип коллектора является преобладающим для пермокарбоневой залежи Усинского месторождения нефти. В трещинном типе коллектора значение открытой пористости составляет до двух процентов, значение абсолютной газопроницаемости составляет до десяти Дарси. Для трещинно-каверново-порового коллектора значение открытой пористости находится в диапазоне от нуля до семнадцати процентов, значение абсолютной газопроницаемости составляет выше одного Дарси. Порово-каверновый коллектор характеризуется значением пористостью в интервале от нуля до двадцати семи процентов, абсолютной газопроницаемостью выше одного Дарси. Для порового и каверново-порового коллектора пористость изменяется в больших диапазонах от нуля до тридцати семи процентов и характерна значением абсолютной газопроницаемостью до одного Дарси.

Таблица 2.1 – Распределения коэффициента открытой пористости в зависимости от типа коллектора

Кп, %	Тип коллектора								Общее количество, шт.
	Трещинный		Трещинно-каверно-поровый		Порово-каверновый		Поровый и каверно-поровый		
	Кол-во, шт.	%	Кол-во, шт.	%	Кол-во, шт.	%	Кол-во, шт.	%	
от 0 до 5 (зона 1)	173	7,2	665	27,5	714	29,5	866	35,8	2418
от 5 до 12 (зона 2)	0	0	131	10,3	595	46,6	551	43,1	1277
от 12 до 20 (зона 3)	0	0	1	0,1	339	33,9	661	66	1001
выше 20 (зона 4)	0	0	0	0	27	3,7	704	96,3	731
Среднее значение по всем зонам	173	3,2	797	14,7	1675	30,9	2782	51,2	5427

Таблица 2.2 – Распределения коэффициента абсолютной газопроницаемости в зависимости от типа коллектора

Кпр, мД	Тип коллектора								Общее количество, шт.
	Трещинный		Трещинно-каверно-поровый		Порово-каверновый		Поровый и каверно-поровый		
	Кол-во, шт.	%	Кол-во, шт.	%	Кол-во, шт.	%	Кол-во, шт.	%	
0.01-1 (зона I)	56	2	450	16,1	835	29,9	1448	51,9	2789
от 1 до 10 (зона II)	64	6,1	161	15,4	305	29,2	513	49,2	1043
от 10 до 100 (зона III)	39	3,8	126	12,4	296	29,2	552	54,5	1013
выше 100 (зона IV)	14	2,4	60	10,3	239	41,1	269	46,2	582
Среднее значение по всем зонам	173	3,2	797	14,7	1675	30,9	2782	51,2	5427

2.2 Влияние литогенетического типа горных пород на фильтрационно-емкостные свойства

На основании установленной информации при проведении литолого-петрографических исследований определено, что в породах пермокарбонной залежи выделены следующие литогенетические типы: рудстоуны, флаутстоуны, мадстоуны, баундстоуны, вакстоуны, пакстоуны, грейнстоуны и кристаллический карбонат. С целью проведения анализа изучения воздействия литологических характеристик на изменение коллекторских свойств во всем их диапазоне построен график накопленной корреляции от пористости. Анализ накопленной корреляции позволил проследить закономерность изменения структуры пустотного пространства в изученном физическом диапазоне пористости и газопроницаемости горной породы слагающей нефтяную залежь. Перерывы, разрывы, и кривизна на графике отражают изменение структуры порового пространства в разных диапазонах и позволяют выделить зоны неоднородности [85, 87, 100, 105, 106, 113, 117, 118]. На основе графика накопленной корреляции в диапазоне пористости выделяются четыре характерные зоны, каждую из которых можно аппроксимировать своим полиномом.

С целью дифференциации типов пород по структуре пустотного пространства на основе изменения коэффициентов был построен график накопленной корреляции открытой пористости и газопроницаемости (рисунок 2.1).

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 2.1 показаны линии тренда и уравнения связи для выделенных зон неоднородности.

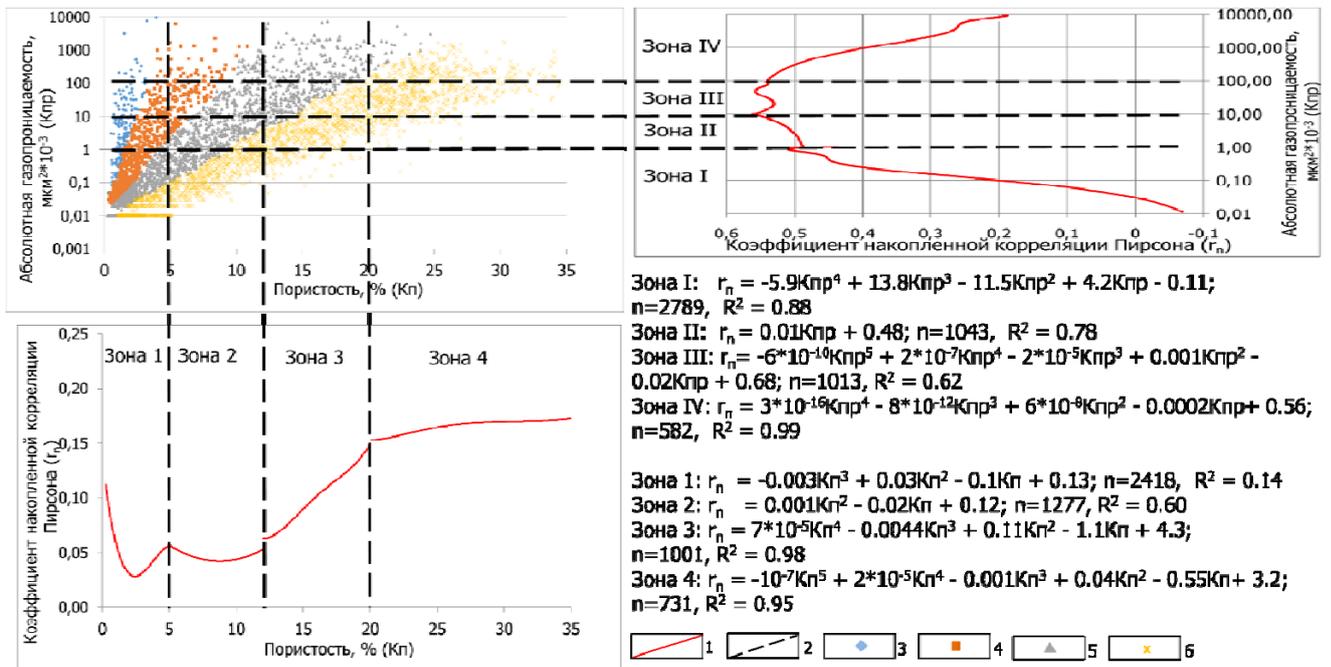


Рисунок 2.1 – График изменения коэффициента накопленной корреляции Пирсона от пористости и газопроницаемости для всей выборки образцов: 1 – линии тренда для зависимостей, полученных для каждой выделенной зоны; 2 – зоны, выделенные на основе графиков накопленной корреляции Пирсона; 3 – трещинный тип коллектора; 4 – трещинно-каверново-поровый тип коллектора; 5 – порово-каверновый тип коллектора; 6 – поровый и каверново-поровый тип коллекторов

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 2.1. 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 большой 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. 2.1) 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, следовательно, в указанном диапазоне никакой связи между газопроницаемостью и коэффициентом накопленной корреляции нет. 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. Процесс фильтрации при значениях газопроницаемости выше $100 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ происходит в большей степени за счет влияния разнонаправленных трещин. 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 относится к трещинному типу коллектора; 10,3 % – к трещинно-каверново-поровому; 41,1 % – к порово-каверновому; 46,2 % – к поровому и каверново-поровому.

В заключение стоит отметить, что выделенные на графиках (см. рис. 2.1) зоны неоднородности характеризуют перемену свойств изучаемых образцов, принадлежащих к различным петролитотипам. Несмотря на то, что для пористости и газопроницаемости было выделено равное количество зон неоднородности – по четыре – характер влияния на свойства образцов в выделенных зонах является различным. Выделенные зоны неоднородности по пористости 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 и получены следующие линейные дискриминантные функции (2.1–2.3):

$$Z_1 = -\text{Log}(K_{\text{ПР}}) * 1,587 + K_{\text{П}} * 1,029 - 2,578,$$

$$\text{clas}=89; F_p/F_t=437/2.9; p<0,00001 \quad (2.1)$$

$$Z_2 = -\text{Log}(K_{\text{пр}})*1,427 + K_{\text{п}}*0,496 - 2,827, \\ \text{clas}=88; F_p/F_t=1124/2.2; p<0,00001 \quad (2.2)$$

$$Z_3 = -\text{Log}(K_{\text{пр}})*1,643 + K_{\text{п}}*0,334 - 3,593, \\ \text{clas}=92; F_p/F_t=2372/2.4; p<0,00001; \quad (2.3)$$

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.

В таблице 2.3 отражено влияние структуры по Данему на изменение пористости во всем изучаемом диапазоне с представленными характеристиками для каждой из зон. К примеру, для интервала пористости от нуля до двадцати процентов влияние баундстоунов является наиболее ощутимое, а для диапазона открытой пористости выше двадцати процентов наибольший вклад несет кристаллический карбонат. Влияние мадстоунов, вакстоунов и флаутстоунов является не значительным во всем рассматриваемом диапазоне свойств.

В таблице 2.4 отражено влияние структуры по Данему на изменение газопроницаемости во всем изучаемом диапазоне с представленными характеристиками для каждой из зон. На основании проведенного анализа удалось установить, что во всем широком диапазоне свойств из всем рассматриваемых структур по Данему наиболее влияние оказывают баундстоун. Влияние мадстоунов, вакстоунов и флаутстоунов является не значительным во всем рассматриваемом диапазоне свойств

В таблицах 2.5 и 2.6 приведена сводная информацию по влиянию литогенетического типа по всему изучаемому диапазону свойств и типу коллекторов.

Таблица 2.3 – Вклад структуры по Данему на распределение открытой пористости по всему диапазону свойств

Кп, %	Мадстоун		Вакстоун		Пакстоун		Грейнстоун		Баундстоун		Флаутстоун		Рудстоун		Кристаллический карбонат		Общее Кол-во
	Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%	
от 0 до 5 (зона 1)	1	0,4	2	0,8	60	22,6	25	9,4	95	35,7	10	3,8	67	25,2	6	2,1	266
от 5 до 12 (зона 2)	0	0	4	2,4	41	24,6	19	11,4	56	33,5	8	4,8	30	18	9	5,4	167
от 12 до 20 (зона 3)	2	1,4	1	0,8	17	12,9	38	28,8	34	27,3	6	4,5	18	13,6	16	12,1	132
выше 20 (зона 4)	1	1,4	3	4,1	15	20,3	7	9,5	16	23	1	1,4	8	10,8	23	31,1	74
Среднее значение по всем зонам	4	0,6	10	1,6	133	20,8	89	13,9	201	31,5	25	3,9	123	19,2	54	8,5	639

Таблица 2.4 – Вклад структуры по Данему на распределение газопроницаемости по всему диапазону свойств

Кпр, мД	Мадстоун		Вакстоун		Пакстоун		Грейнстоун		Баундстоун		Флаутстоун		Рудстоун		Кристаллический карбонат		Общее Кол-во
	Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%	
0,01–1 (зона 1)	0	0	5	1,4	86	24,7	41	11,8	110	31,6	15	4,3	77	22,1	14	4	348
от 1 до 10 (зона 2)	2	1,6	3	2,3	22	17,1	20	15,5	38	29,5	6	4,7	27	20,9	11	8,5	129
от 10 до 100 (зона 3)	0	0	2	1,7	20	17,4	24	20,9	32	27,8	2	1,7	17	14,8	18	15,7	115
выше 100 (зона 4)	2	4,3	0	0	5	10,6	4	8,5	21	44,7	2	4,3	2	4,3	11	23,3	47
Среднее значение по всем зонам	4	0,6	10	1,6	133	20,8	89	13,9	201	31,5	25	3,9	123	19,2	54	8,5	639

Таблица 2.5 – Влияние литогенетического типа на пористость по всему диапазону емкостных свойств и типу коллекторов

Тип структуры по Данему	Тип коллектора															
	Трещинный				Трещинно-каверново-поровый				Порово-каверновый				Поровый и каверново-поровый			
	Зона 1	Зона 2	Зона 3	Зона 4	Зона 1	Зона 2	Зона 3	Зона 4	Зона 1	Зона 2	Зона 3	Зона 4	Зона 1	Зона 2	Зона 3	Зона 4
	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%
Мадстоун	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7
Вакстоун	1,5	0,0	0,0	0,0	0,7	6,7	0,0	0,0	1,1	1,6	1,2	0,0	1,7	4,7	1,9	3,6
Пакстоун	18,2	0,0	0,0	0,0	19,6	15,6	0,0	0,0	27,9	14,7	12,8	0,0	22,5	28,3	14,3	18,6
Грейнстоун	10,6	0,0	0,0	0,0	3,3	2,2	0,0	0,0	8,9	11,6	9,3	0,0	5,0	8,7	22,7	10,0
Баундстоун	33,3	0,0	0,0	0,0	39,2	55,6	0,0	0,0	21,2	32,6	41,9	0,0	39,2	29,9	27,9	17,9
Флаутстоун	4,5	0,0	0,0	0,0	3,3	2,2	0,0	0,0	4,5	6,2	4,7	0,0	4,2	6,3	2,6	2,9
Рудстоун	25,8	0,0	0,0	0,0	32,7	17,8	0,0	0,0	33,5	24,8	17,4	0,0	21,7	12,6	11,0	12,1
Кристаллический карбонат (доломит)	4,5	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	2,8	8,5	10,5	0,0	5,8	9,4	19,5	34,3

Таблица 2.6 – Влияние литогенетического типа на газопроницаемость по всему диапазону емкостных свойств и типу коллекторов

Тип структуры по Данему	Тип коллектора															
	Трещинный				Трещинно-каверново-поровый				Порово-каверновый				Поровый и каверново-поровый			
	Зона I	Зона II	Зона III	Зона IV	Зона I	Зона II	Зона III	Зона IV	Зона I	Зона II	Зона III	Зона IV	Зона I	Зона II	Зона III	Зона IV
	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%
Мадстоун	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,9	0,0	0,8	0,0	0,0
Вакстоун	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	2,7	0,0	0,0	1,4	1,3	1,4	0,0	3,5	3,1	2,5	0,0
Пакстоун	19,4	0,0	0,0	0,0	23,0	13,5	0,0	0,0	24,5	15,8	19,7	4,9	23,8	18,8	15,6	19,4

Продолжение таблицы 2.6

Грейнстоун	5,5	0,0	0,0	0,0	4,4	0,0	0,0	0,0	9,4	7,9	15,5	4,9	10,0	14,1	16,4	6,5
Баундстоун	38,9	0,0	0,0	0,0	31,0	54,1	0,0	0,0	24,5	27,6	25,4	68,3	32,7	31,3	17,2	22,6
Флаутстоун	2,8	0,0	0,0	0,0	2,7	2,7	0,0	0,0	4,2	7,9	7,0	0,0	5,0	3,1	3,3	0,0
Рудстоун	27,9	0,0	0,0	0,0	36,3	27,0	0,0	0,0	33,5	26,3	18,3	7,3	15,8	11,7	15,6	3,2
Кристаллический карбонат (доломит)	5,5	0,0	0,0	0,0	1,8	0,0	0,0	0,0	2,4	13,2	12,7	9,8	9,2	17,2	29,5	48,4

В соответствии с проведенным разделением всей выборки образцов по типу коллектора и выделенным зонам неоднородности была построена зависимость газопроницаемости от пористости с разделением по структуре пустотного пространства.

Для всей изучаемой выборки образцов с разделением по типу коллектора и выделенным зонам неоднородности была проведена статистическая обработка полученных результатов (таблица 2.7). Наибольшее количество образцов находятся в зоне I/1 – 38,3%, в зоне I/4 образцам, относящиеся к какому-либо типу коллектора отсутствуют.

Таблица 2.7 – Соотношение типа структуры порового пространства для каждой выделенной зоны неоднородности

Газопроницаемость (зона), мДарси	Коэффициент пористости (зона), %			
	1 (0-5)	2 (5-12)	3 (12-20)	4 (более 20)
I (0-1)	1,1/8,2/13,1/15,9*	-/-/2,5/8,9	-/-/-/1,7	-/-/-/-
II (1-10)	1,2/2,5/0,2/-	-/0,3/5,0/1,2	-/-/0,4/6,9	-/-/-/1,3
III (10-100)	0,7/1,2/-/-	-/1,1/2,7/-	-/-/2,8/3,4	-/-/-/6,9
IV более 100	0,3/0,5/-/-	-/0,8/0,9/-	-/-/3,0/-	-/-/0,5/4,8

Примечание: *тип коллектора в процентах – трещинный/трещинно-каверново-поровый/порово-каверновый/поровый.

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.

2.3 Экспериментальное изучение анизотропии фильтрационных свойств пород

Породы коллектора Усинского месторождения обладают высокой анизотропией фильтрационных свойств как в параллельном, так и в перпендикулярном направлении согласно напластованию. Для ее оценки были проведены исследования на полноразмерных образцах керна.

Анизотропия абсолютной газопоницаемости для образцов полноразмерного керна достигает 1–2, иногда 3 порядков, в отдельных случаях разница достигает 4 порядков. В этом случае необходимо оценивать коллекторские свойства на полноразмерных образцах керна по причине того, что оно более качественно отражает фильтрационные процессы, протекающие в пласте [16, 26, 27, 29, 31, 34, 40, 45, 60, 62, 64, 84, 88, 93, 96, 99, 104, 112, 115]. Сопоставление газопроницаемости по направлениям представлено на рисунке 2.2.

На основании проведенных исследований для всех выделенных зон неоднородности была установлена азимутальная анизотропия. Следует отметить, что анизотропия отмечается во всех выделенных зонах, но наиболее ярко она выражена в зоне III и IV для трещинного и трещинно-каверново-порового типа коллекторов и связана со сложной структурой пустотного пространства и полиминеральным составом. Для зоны I и II анизотропия присутствует для всех типов коллекторов, но в гораздо меньшей степени.

Абсолютная проницаемость по газу, определенная в направлении параллельном напластованию варьируется в широких пределах от одной сотой до более пятнадцати Дарси при ее среднем значении четыреста тридцать миллиарды Дарси, а в направлении перпендикулярном относительно пласта – в интервале от менее одной сотой до более 11 Дарси при среднем ее значении 222 миллиарды Дарси.

Основываясь на полученных данных, был рассчитан коэффициент анизотропии пород-коллекторов пермокарбоновой залежи Усинского месторождения нефти. Анизотропия фильтрационных свойств в направлении параллельном относительно перпендикулярного направления составила 1,58, при

этом имеется также значимая латеральная анизотропия, которая составила 1,34

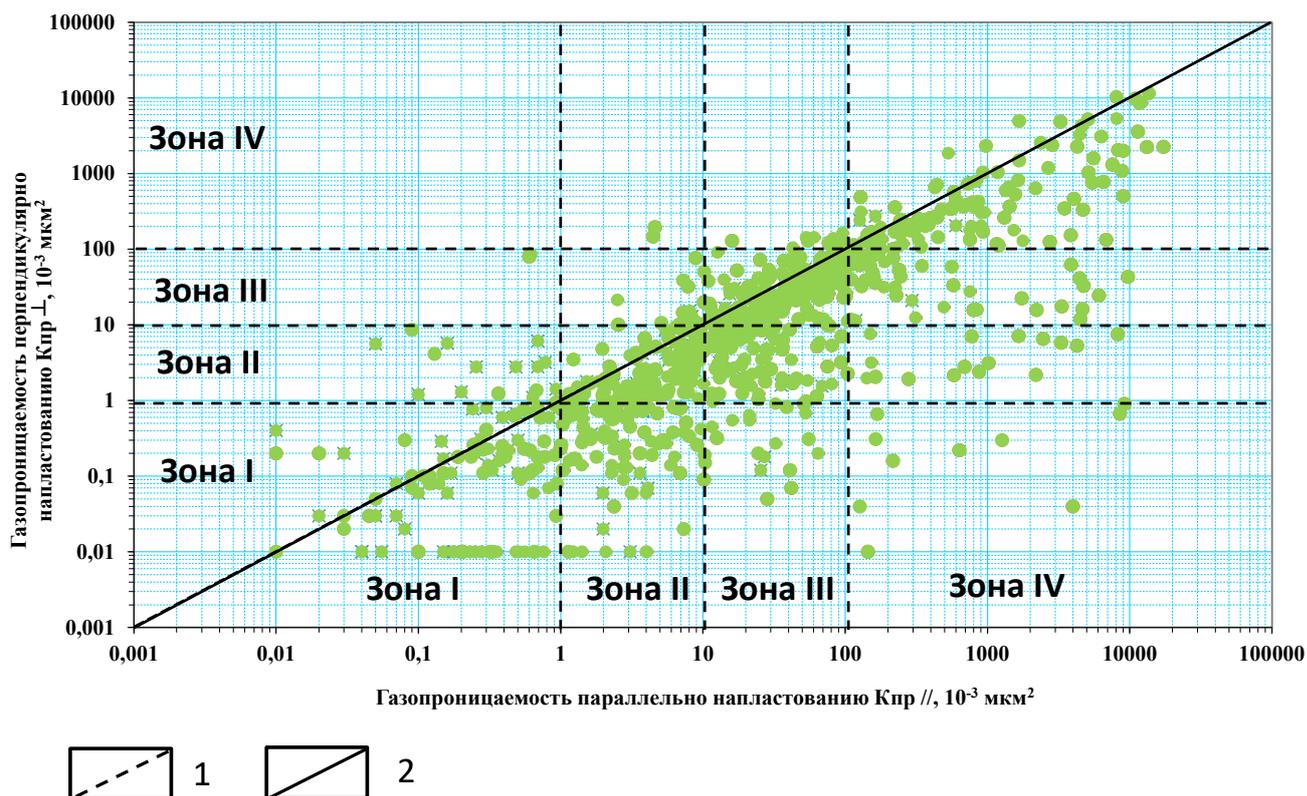


Рисунок 2.2 – Сопоставление газопроницаемости карбонатных пород пермокарбонтовой залежи параллельно и перпендикулярно напластованию:
 1 – зоны, выделенные на основе графиков накопленной корреляции Пирсона;
 2 – линия равных значений

Завершая вторую главу, можно отметить, что впервые для Усинского месторождения на основании анализа полученных результатов, полученных при определении физических и коллекторских свойств определено влияние, которое оказывают на них различные петролитотипы. Выделено 8 различных литогенетических типов и 4 типа коллектора. Проведена оценка их петрофизических и петрографических параметров.

В результате построенных зависимостей накопленной корреляции от пористости и газопроницаемости, было выделено четыре зоны неоднородности. Данные зоны характеризуются влиянием свойств различных литогенетических типов. Проведена оценка воздействия литогенетического типа и структурной неоднородности на изменение коллекторских свойств в их изучаемом диапазоне.

Полученные результаты исследований необходимо применять для подбора технологий разработки и эксплуатации Усинского месторождения с учетом фильтрационно-емкостных свойств различных фациальных зон.

ГЛАВА 3. КЛАССИФИКАЦИЯ ТИПОВ ПОРОДЫ ПО ДАНЕМУ И ФАЦИЯМ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ШЛИФОВ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ ГЛУБОКОГО ОБУЧЕНИЯ НЕЙРОННОЙ СЕТИ

3.1 Экспериментальные исследования по применению технологии глубокого обучения при описании шлифов

В текущий момент мы являемся свидетелями нового этапа современного развития инновационных технологий. Развитие информационных систем и внушительный накопленный объем информации становятся главными причинами, которые определяют технологический рывок [65, 119, 120].

Технология глубокого обучения является наиболее интенсивно развивающейся в последние несколько лет. Задачи по применению данного подхода распространяются не только на задачи машинного обучения, но и затрагивают подходы по переводу текстов, управление автомобилями и распознавание речи.

В рамках применения технологии глубокого обучения нейронной сети предложено использовать ее в качестве получения математической модели для прогноза петрографических и петрофизических параметров по фотографии шлифа зерна нефтяной залежи. Для рассматриваемого примера проведена оценка возможности прогноза классов по Данему, выделяемых по шлифам.

Предлагаемый подход применен на основе уже обученной нейронной сети с использованием выборки из двух тысяч исследованных шлифов. Предложенная нейронная сеть была разработана с целью идентификации графических образов. Был проведен аналитический обзор уже обученных нейронных сетей, которые находятся в свободном доступе и выбрана нейронная сеть, которая предоставляет возможность получать в наибольшей степени информативные тензоры.

Из всех рассмотренных в аналитическом обзоре нейронных сетей для дальнейшего использования и предварительного обучения была выбрана многослойная сеть «Paintest». Данная сеть создана для распознавания

художественных стилей и наиболее подходила к решению предполагаемых задач.

В выбранной нейронной сети заменен последнего классифицирующего слоя. Проведено дообучение с использованием двух тысяч фотографий шлифов керна пермокарбонной залежи Усинского месторождения - 8 классов (таблица 3.1). Язык Python применен для модифицирования нейронной сети с использованием библиотек Keras и TensorFlow и автоматизированного инструмента Keras-Tuner из библиотеки Keras [52].

Таблица 3.1 – Архитектура глубокой нейронной сети для классификации фотографии шлифов

Номер	Слой	Размерность данных
1	Входная свертка	3, 256, 256
2	Свертка	16, 256, 256
3	Снижения размерности	16, 256, 256
4	Свертка	16, 128, 128
5	Свертка	32, 128, 128
6	Свертка	32, 128, 128
7	Снижения размерности	32, 128, 128
8	Свертка	32, 64, 64
9	Свертка	64, 64, 64
10	Свертка	64, 64, 64
11	Снижения размерности	64, 64, 64
12	Свертка	64, 32, 32
13	Свертка	128, 32, 32
14	Свертка	128, 32, 32
15	Снижения размерности	128, 32, 32
16	Свертка	128, 16, 16
17	Свертка	256, 16, 16
18	Свертка	256, 16, 16
19	Снижения размерности	256, 16, 16
20	Смена формы тензора	256, 8, 8
21	Полносвязный слой	16384
22	Полносвязный слой	2048
23	Классификация	8

С целью систематизации параметров, получаемых при описании шлифов карбонатных отложений, предложена специальная форма таблицы с кодировкой параметров (таблица 3.2).

Таблица 3.2 – Пример систематизации описания шлифов

Полное название фото	Название породы (вещественный состав) (тип)	Название породы (подтип)	Наличие ОВ (БОВ, БГВ)	Форменные элементы (преобладающие)	Форменные элементы	Текстура	Структура по Данему	Преобладающий аутигенный компонент, влияющий на ФЕС	Дополнительный аутигенный компонент	Измеренная пористость по шлифу	Преобладающий тип пористости (>50% от пустотного пространства)	Преобладающий тип пористости (<50% от пустотного пространства)	Трещиноватость	Стилолиты
50Ц-1-5-п	Известняк	Подтип отсутствует	0-5 % (5 включительно)	Водоросли	Иглокожие (криноидеи)	Ориентированная (неясно слоистая)	Баундстоун	Кальцит	Компонент отсутствует	5-10 %	Неструктурная	Компонент отсутствует	Отсутствуют	Нет
50Ц-1-5-п	1	0	1	20	8	2	5	1	0	2	6	0	0	0
3506-10-15-х	Доломит	Доломит известковистый (кальцит 5-25 %)	0-5 % (5 включительно)	Иглокожие (криноидеи)	Компонент отсутствует	Пятнистая	Кристаллический карбонат	Доломит	Компонент отсутствует	10-15 %	Каверновая (пустоты > 1,0 мм)	Внутриформенная	Открытые	Нет
3506-10-15-х	2	1	1	8	0	4	8	2	0	3	4	2	1	0

Коллекция шлифов для переобучения распределена на 3 части: семьдесят процентов обучающая, пятнадцать процентов контрольная, пятнадцать процентов тестовая. Созданная модель на тестовой выборке сформировала возможность определения параметров с точностью классификации восемьдесят процентов и правильности девяносто четыре процента (мадстоун – девяносто девять процентов, вакстоун - девяносто девять процентов, пакстоун – восемьдесят процентов, грейнстоун – девяносто один процент, баундстоун – семьдесят девять процентов, флаутстоун – девяносто семь процентов, рудстоун – восемьдесят семь процентов, кристаллический карбонат – девяносто четыре процента).

При помощи созданной нейронной сети глубокого обучения существует возможность проводить определение петрографических параметров шлифов зерна нефтяных залежей с высоким качеством. Разработанная нейронная сеть с применением технологии глубокого обучения и полученными математическими моделями была использована в качестве прогноза структур по Данему на двух тысячах подготовленных шлифов, на которых подобная классификация не была проведена. Применение этого подхода позволило снизить время получения информации о структуре по Данему в десятки раз для дальнейшего его использования, в том числе и для создания фациальной модели.

С целью создания цифрового формата дополнительно из пород-коллекторов пермокарбоновой залежи Усинского месторождения было отобрано, изготовлено и описано тысяча шлифов зерна. В связи с тем, что описание шлифов зерна, как правило, происходит с использованием различных подходов, это усложняет проведение дальнейшей аналитической обработки, получаемой при описании шлифов информации. Данная обработка может занимать длительные периоды времени и становится отдельной НИР.

Изучение пород в шлифах является крайне важным этапом лабораторных исследований пород. В отличие от всех других методов, в шлифах изучается порода в целом: ее вещественный состав, структурные и текстурные особенности, органические остатки, вторичные изменения минералов, стадийные анализы и т.д. Изучение шлифов в значительной степени предопределяет выбор дальнейших

методов детального исследования вещественного состава породы.

При изучении шлифов карбонатных пород особое внимание уделяется определению органических остатков и аутигенных минералов, слагающих породу, ее структурно-текстурным признакам.

Шлиф считается описанным качественно, если соблюдаются два условия:

- название породы, а также ее текстурные и структурные особенности определены однозначно;
- процентное содержание породообразующих компонентов породы соизмеримо в обоих случаях описания шлифа.

Фотографирование шлифов выполняется под микроскопом с помощью фото/видеокамеры, встроенной в микроскоп и специализированной программы. Для наглядной демонстрации текстурных особенностей породы, пустотного пространства выполняют фотографирование шлифа в проходящем свете объективом с увеличением 2,5 и 4, то есть общее увеличение в 25 и 40 раз, что составляет от пяти до семи процентов от общей площади шлифа. Для того, чтобы показать какие-то структурные особенности породы (минералы, контакты зерен, присутствие органического вещества и тд), специалисты выполняют фотографирование участка шлифа площадью примерно два квадратных сантиметра с увеличением в 100 и 200 раз. Фотографии зерна являются крайне важной частью отчета, но сами по себе не могут заменить работу с микроскопом.

С целью решения представленных выше осложняющих факторов и дальнейшего правильного применения информации, приобретенной при описании шлифов зерна предложен специальный формат таблицы с кодировкой наиболее востребованных параметров. Данный формат позволил проводить систематизацию информации и ее статистический анализ.

Наиболее востребованными параметрами, влияющие на коллекторские свойства, являются следующие:

- название породы;
- форменные элементы;
- преобладающий тип пористости;

- текстура;
- наличие стилолитов;
- преобладающие аутигенные компоненты;
- наличие органического вещества;
- битуминозно-органическое вещество;
- измеренная открытая пористость по шлифу;
- трещиноватость;
- структура по Данему.

С помощью предложенного табличного формата текстовое описание, полученное при описании шлифа, было представлено в табличном варианте с кодировкой. Описание шлифом в таком виде предоставляет ряд преимуществ:

- выполнение математико-статистического анализа описания шлифов;
- формирование базы данных для анализа, используя результаты работы разных авторов, включая фотографии шлифов
- сопоставление и анализ параметров, полученных при описании шлифов, с другими результатами исследований керна.

Данный подход применен для описания шлифов керна пермокарбонтовой залежи Усинского месторождения нефти. Была создана база параметров, в которую включены результаты описания трех тысяч шлифов.

Исходя из проведенной классификации выделено 8 типов структур по Данему: грейнстоун; рудстоун; вакстоун; мадстоун; баундстоун; флаутстоун; пакстоун; кристаллический карбонат (доломит).

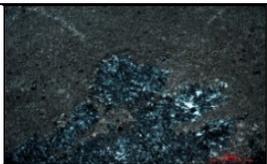
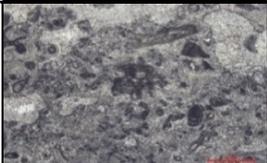
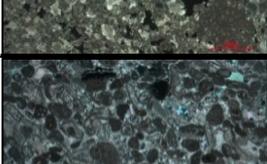
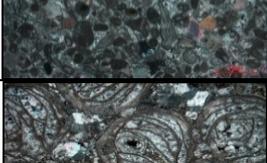
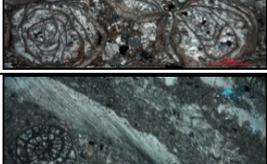
Сжатое описание структур и образец фотографий представлены в таблице 3.3.

В дополнении в базу полученных данных внесена информация о коллекторских свойствах, полученных при лабораторных исследованиях на образцах с тех же мест, из которых отобраны шлифы (таблица 3.4).

Впервые применены подходы по оцифровке (кодировке) результатов петрографических исследований: текстовое описание шлифа представляется в табличном виде с кодировкой.

Разработан специализированный табличный формат для оцифровки петрографических параметров породы, позволяющий: формировать базу данных для анализа; выполнять математико-статистический анализ описания шлифов.

Таблица 3.3 – Общая характеристика типа пород по классификации Данема с приведенными фотографиями шлифов Усинского месторождения, наиболее характеризующими литотип

Тип структуры по Данему	Наиболее характерное изображение данного типа	Краткая характеристика типа
Мадстоун		Известняк биокластовый с микритовым матриксом, кремнистый. Известняк сложен преимущественно пелитоморфным кальцитом
Вакстоун		Известняк мшанковый с инкрустационной текстурой. Порода образована фрагментами мшанок ячеистого строения размером до 2,10 мм
Пакстоун		Известняк фораминиферово-биокластовый с микритовым цементом. Порода сложена биокластами (в среднем 0,6–0,9 мм) в преобладающем количестве криноидеи, остракоды, брахиоподы и др.
Грейнстоун		Известняк биокластово-фораминиферовый со спаритовым цементом, перекристаллизованный. Порода сложена одно- и многокамерными фораминиферами (до 1,1 мм)
Баундстоун		Известняк биогермный коралловый. Порода представлена фрагментом кустистой колонии кораллов
Флаутстоун		Известняк фораминиферово - биокластовый с микритовым цементом. Порода сложена крупными одно- и многокамерными фораминиферами и фузулинидами

Для каждой структуры по Данему определены геолого-физические параметры. Результаты исследований показали, самыми лучшими коллекторскими свойствами обладают баундстоуны и кристаллический карбонат, рудстоуны обладают наихудшими коллекторскими свойствами. Баундстоуны имеют самый высокий коэффициент вытеснения нефти водой.

Продолжение таблицы 3.3

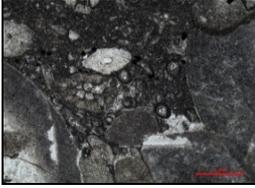
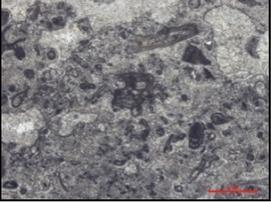
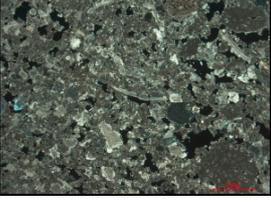
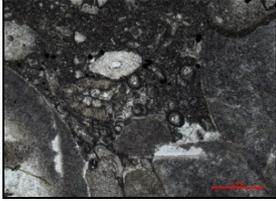
Рудстоун		Известняк мшанково-эхиноидный трещиноватый. Породообразующими являются многочисленные членики, иглы морских ежей
Кристаллический карбонат (доломит)		Вторичный доломит микрозернистый, известняковый. Порода сложена вторичным микрозернистым доломитом

Таблица 3.4 – Соотношение классификации пород по фациальной зональности и полученных в лабораторных условиях геолого-физических параметров

Фация	Тип структуры по Данему	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		$\frac{7,65 \pm 6,64}{0,73-21,91}$	$\frac{6,41 \pm 13,95}{0,01-46,97}$
Карбонатные отмели	Грейнстоун		$\frac{9,33 \pm 6,32}{0,51-22,45}$	$\frac{13,16 \pm 35,41}{0,01-242,60}$

Продолжение таблицы 3.4

Карбонатные отмели	Рудстоун		$\frac{4,50 \pm 4,00}{0,98-21,89}$	$\frac{10,87 \pm 46,56}{0,01-300,50}$
Органогенные постройки	Баундстоун		$\frac{6,90 \pm 5,98}{0,37-25,58}$	$\frac{97,85 \pm 325,33}{0,01-2016,00}$

3.2 Построение зависимостей с категоризацией точек по классификации

Данема

После проведенного анализа полученной информации была сформирована литологическая характеристика пород Усинского месторождения скважин: 5ОЦ, 6ОЦ, 7ОЦ, 9ОЦ, 14ОЦ, 15ОЦ, 16ОЦ, 3500, 3501, 3503, 3506, 5300 (таблица 3.5). Из анализа полученных результатов нужно отметить, что породы-коллектора перморкарбонной залежи Усинского месторождения нефти скважин 14ОЦ и 15ОЦ представлены в большей степени пакстоунами; 5ОЦ и 16ОЦ – грейнстоунами; 7ОЦ, 9ОЦ, 3500, 3501, 3503, 3506 – баундстоунами; 6ОЦ и 5300 – рудстоунами. Литологические характеристики скважин представлены на рисунках 3.1–3.12.

Таблица 3.5 – Литологическая характеристика скважин Усинского месторождения

Скважина	Литологическая характеристика скважины							Кристаллический карбонат (доломит), %
	Мадстоун, %	Вакстоун, %	Пакстоун, %	Грейнстоун, %	Баундстоун, %	Флаутстоун, %	Рудстоун, %	
5ОЦ	1,3	–	22,9	63,4	3,9	–	8,5	–
6ОЦ	–	2,6	15,5	6,9	9,5	9,5	53,5	2,5
7ОЦ	–	0,9	13,7	0,3	52,0	–	11,9	21,2
9ОЦ	–	1,9	26,1	1,4	39,3	4,3	20,9	6,1
14ОЦ	–	7,5	38,2	5,4	18,8	3,2	22,6	4,3

Продолжение таблицы 3.5

15ОЦ	–	4,8	40,4	11,3	8,1	17,7	17,7	–
16ОЦ	2,3	0,8	29,2	40,8	3,1	1,5	22,3	–
3500	–	1,6	17,2	–	53,1	1,6	14,1	12,4
3501	1,1	–	15,9	17,0	52,4	6,8	–	6,8
3503	–	2,1	4,9	2,8	38,7	–	37,3	14,2
3506	–	–	6,1	1,8	62,2	2,5	–	27,4
5300	–	3,6	10,7	18,6	19,3	13,6	34,2	–

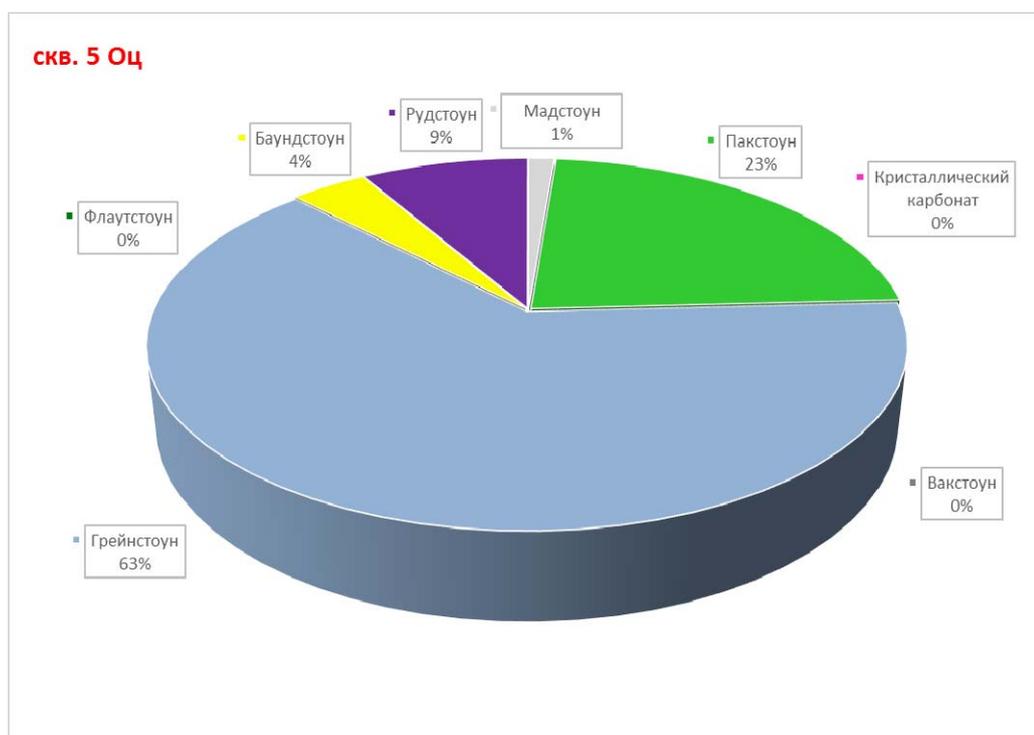


Рисунок 3.1 – Литологическая характеристика скважины 5ОЦ Усинского месторождения

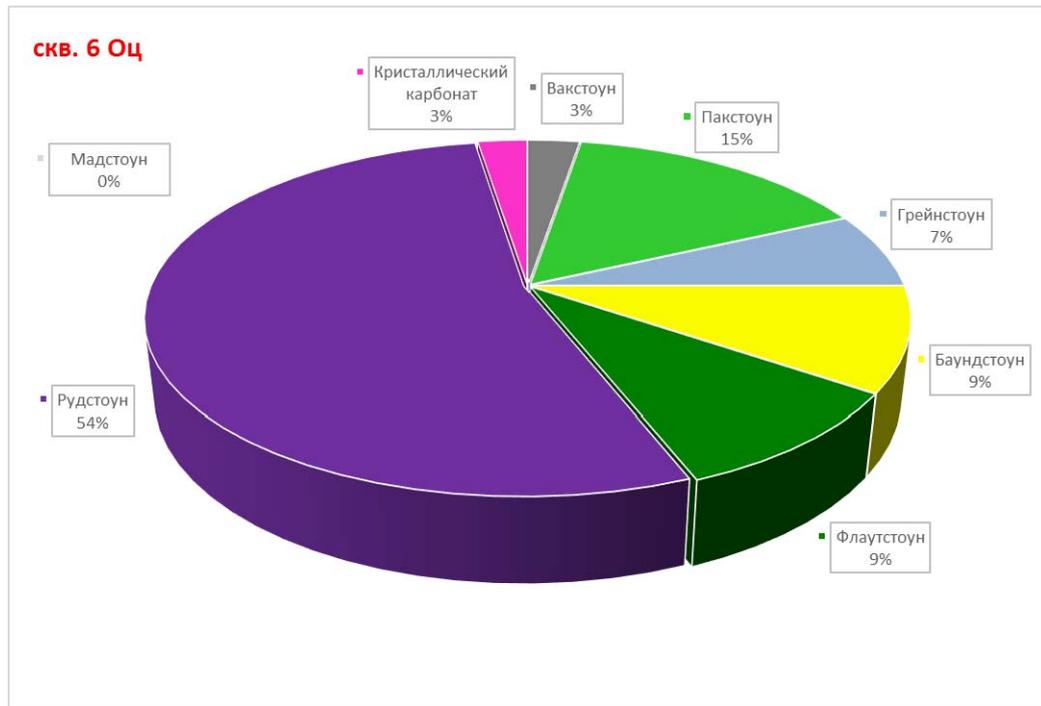


Рисунок 3.2 – Литологическая характеристика скважины 6ОЦ Усинского месторождения

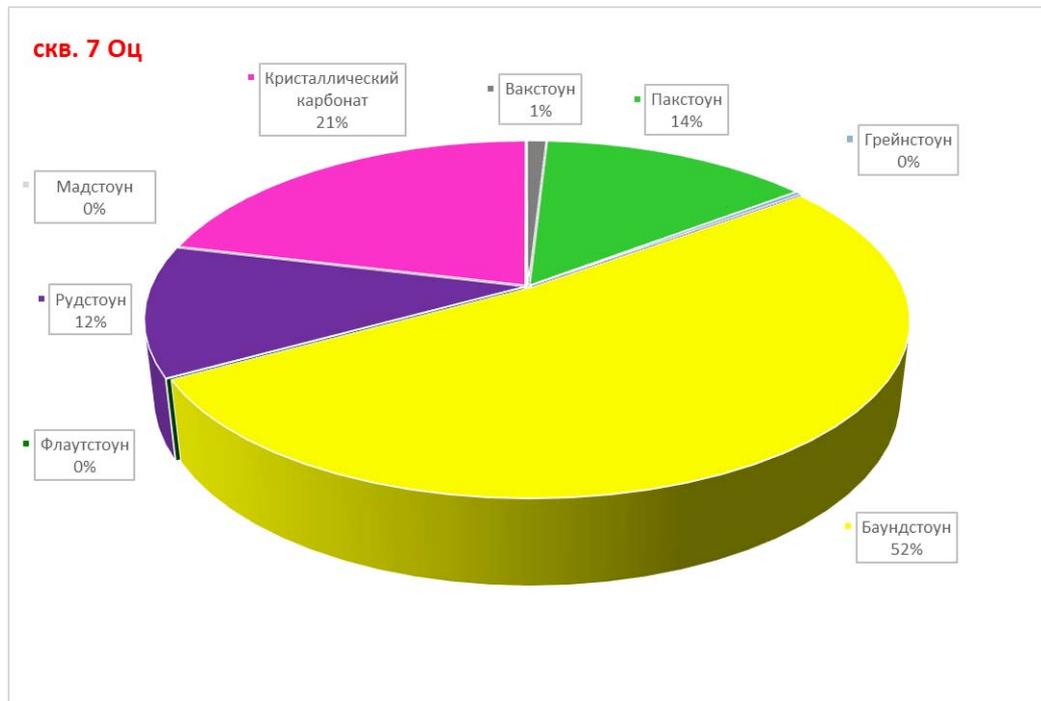


Рисунок 3.3 – Литологическая характеристика скважины 7ОЦ Усинского месторождения

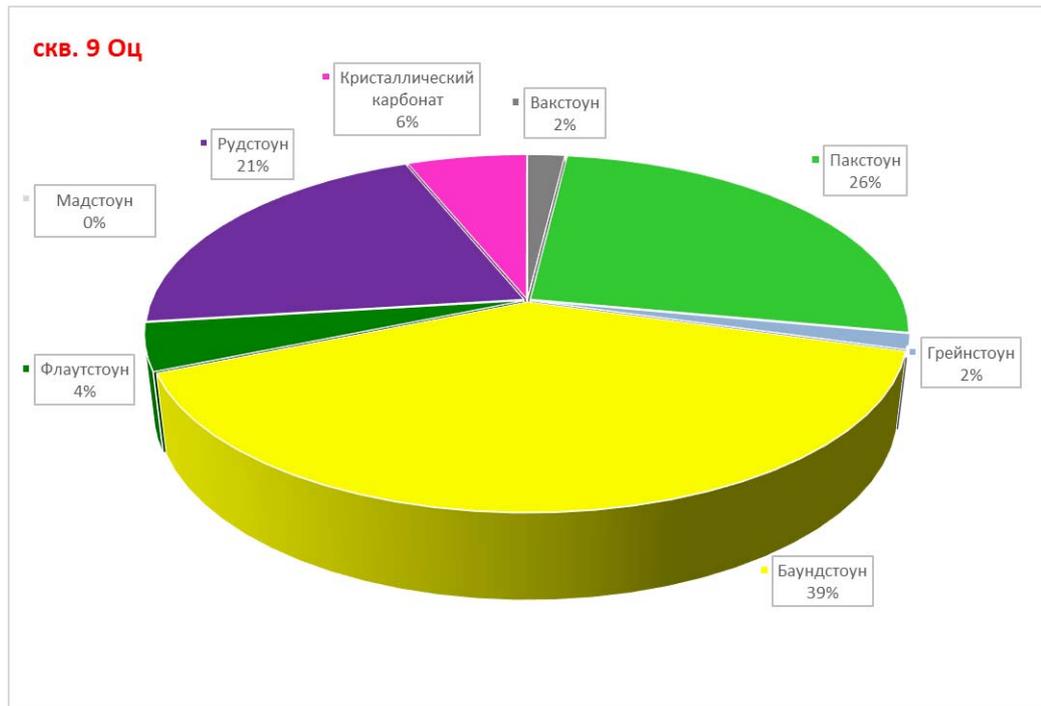


Рисунок 3.4 – Литологическая характеристика скважины 9ОЦ Усинского месторождения

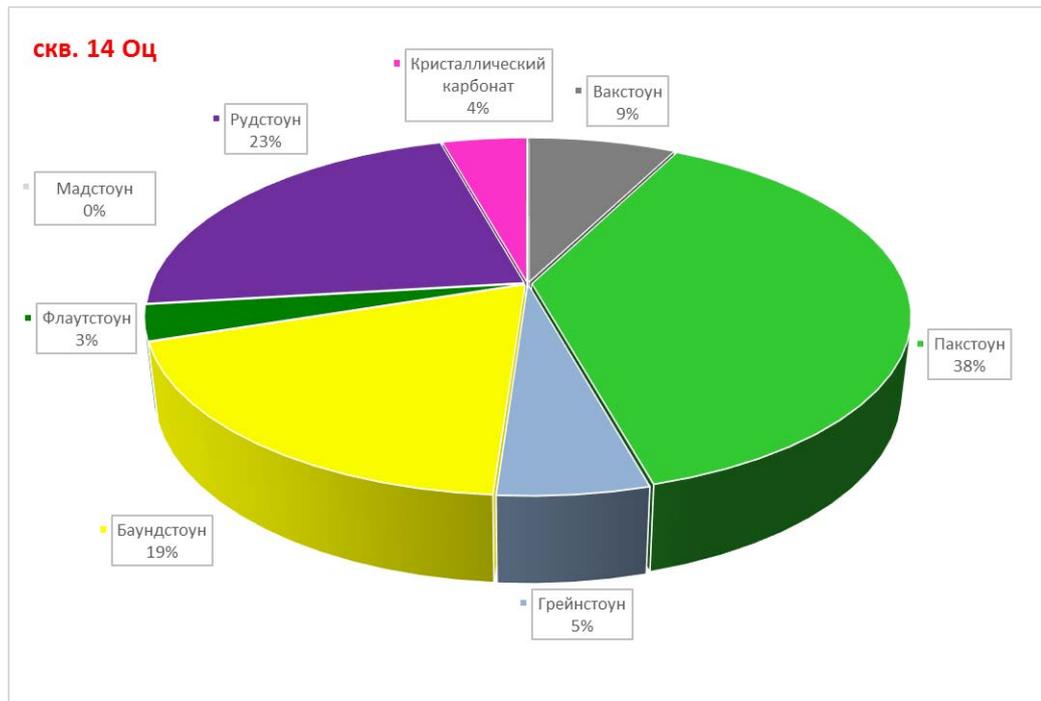


Рисунок 3.5 – Литологическая характеристика скважины 14ОЦ Усинского месторождения

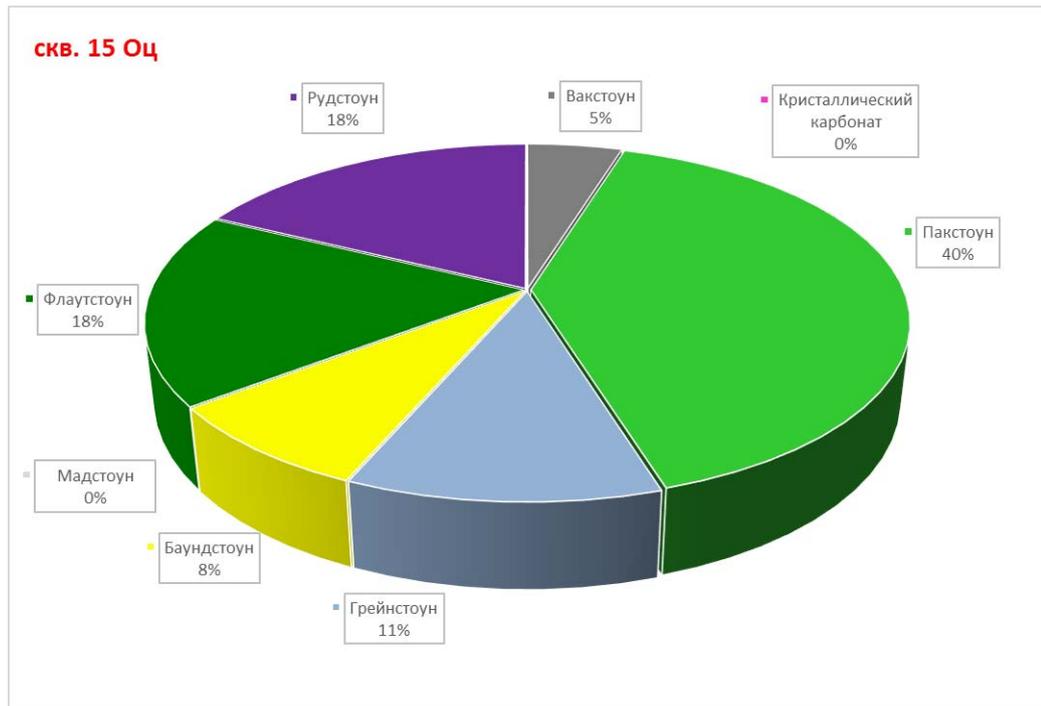


Рисунок 3.6 – Литологическая характеристика скважины 15ОЦ Усинского месторождения

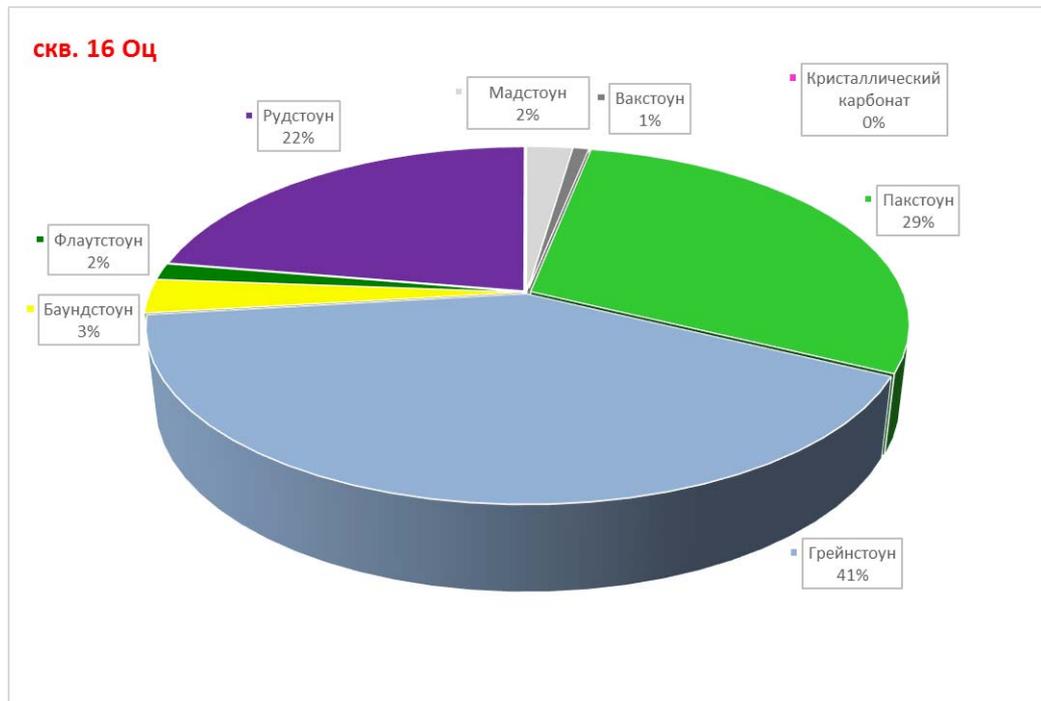


Рисунок 3.7 – Литологическая характеристика скважины 16ОЦ Усинского месторождения

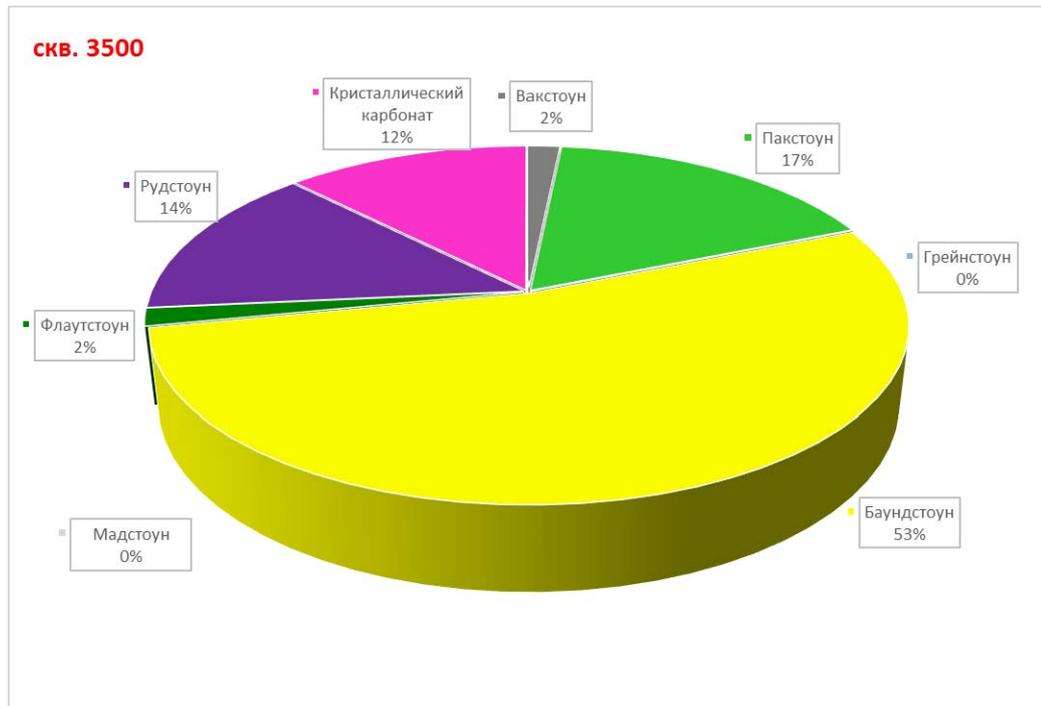


Рисунок 3.8 – Литологическая характеристика скважины 3500 Усинского месторождения

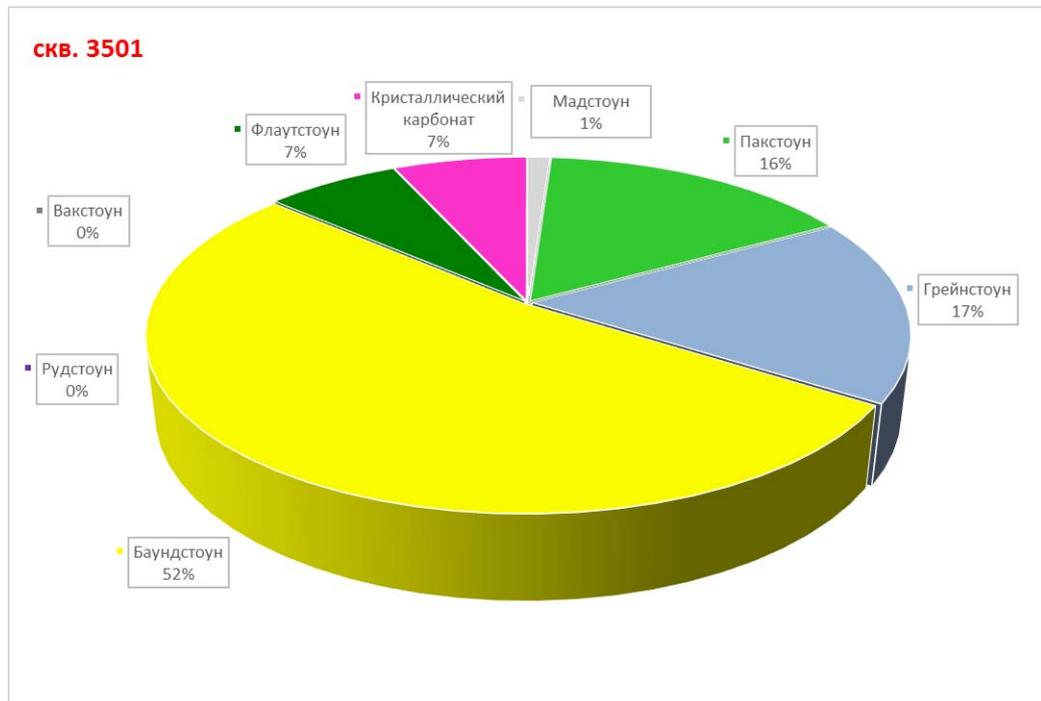


Рисунок 3.9 – Литологическая характеристика скважины 3501 Усинского месторождения

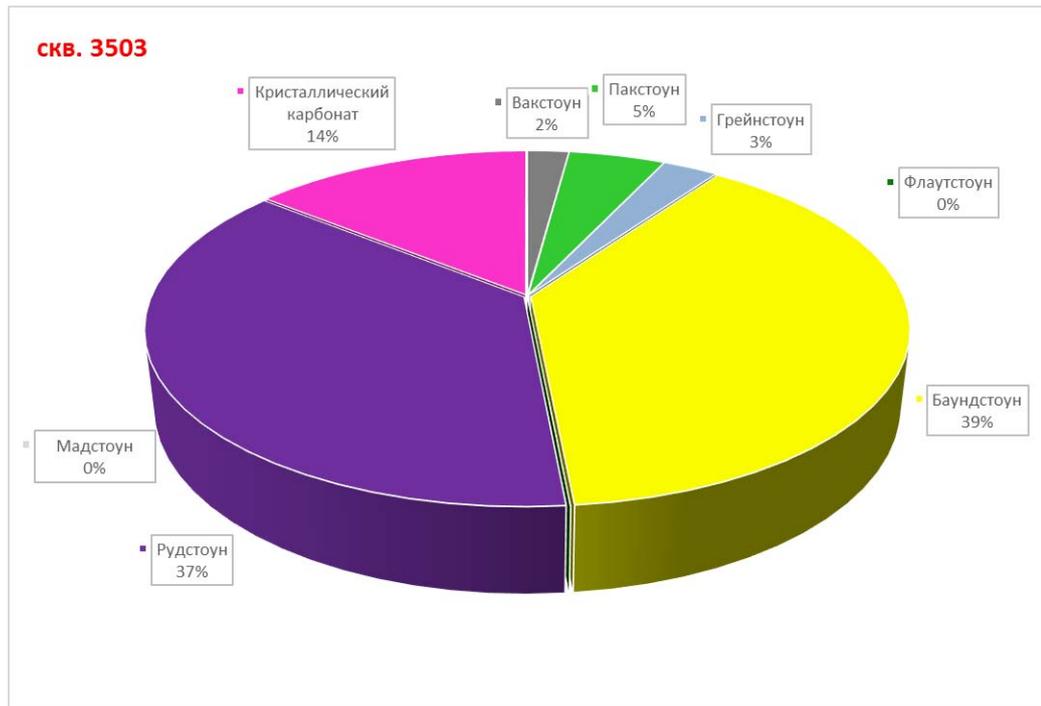


Рисунок 3.10 – Литологическая характеристика скважины 3503 Усинского месторождения

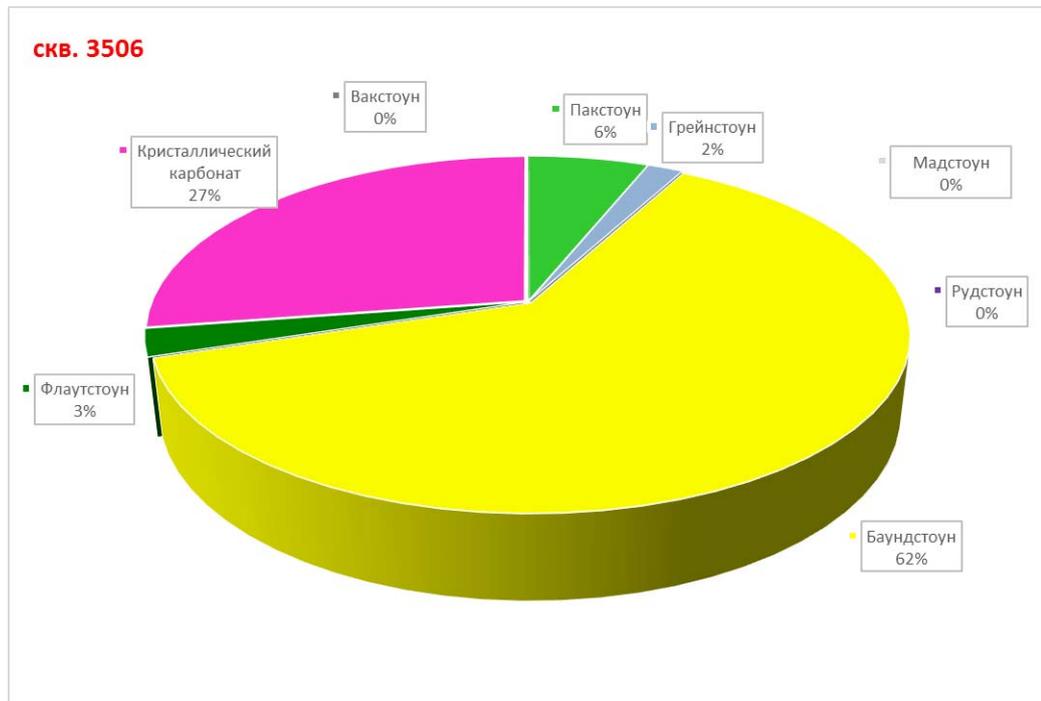


Рисунок 3.11 – Литологическая характеристика скважины 3506 Усинского месторождения

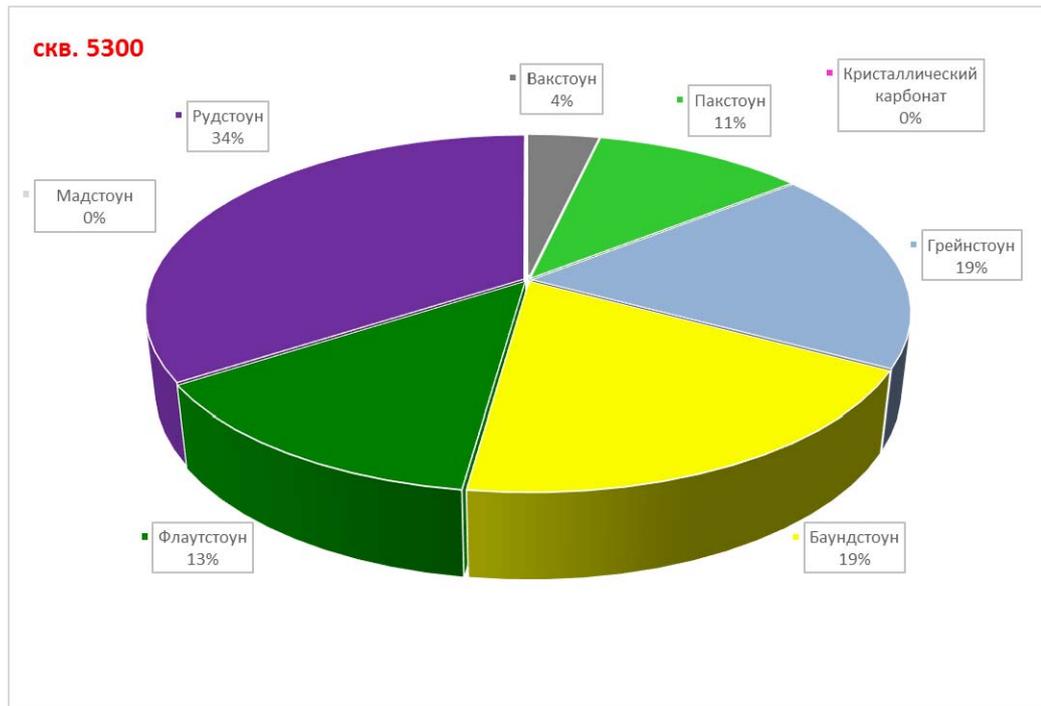


Рисунок 3.12 – Литологическая характеристика скважины 5300 Усинского месторождения

Для каждого литогенетического типа была построена зависимость газопроницаемости от пористости (рисунки 3.13–3.20). При анализе полученных зависимостей удалось сделать следующие выводы:

1. Вакстоуны, пакстоуны, грейнстоуны, флаутстоуны, рудстоуны, кристаллический карбонат относятся к поровому и каверново-поровому типам коллектора.
2. Баундстоуны относятся к трещинно-каверно-поровому типу коллектора.
3. Вклад мадстоунов в общую зависимость является минимальным в связи с их количеством и им можно пренебречь.

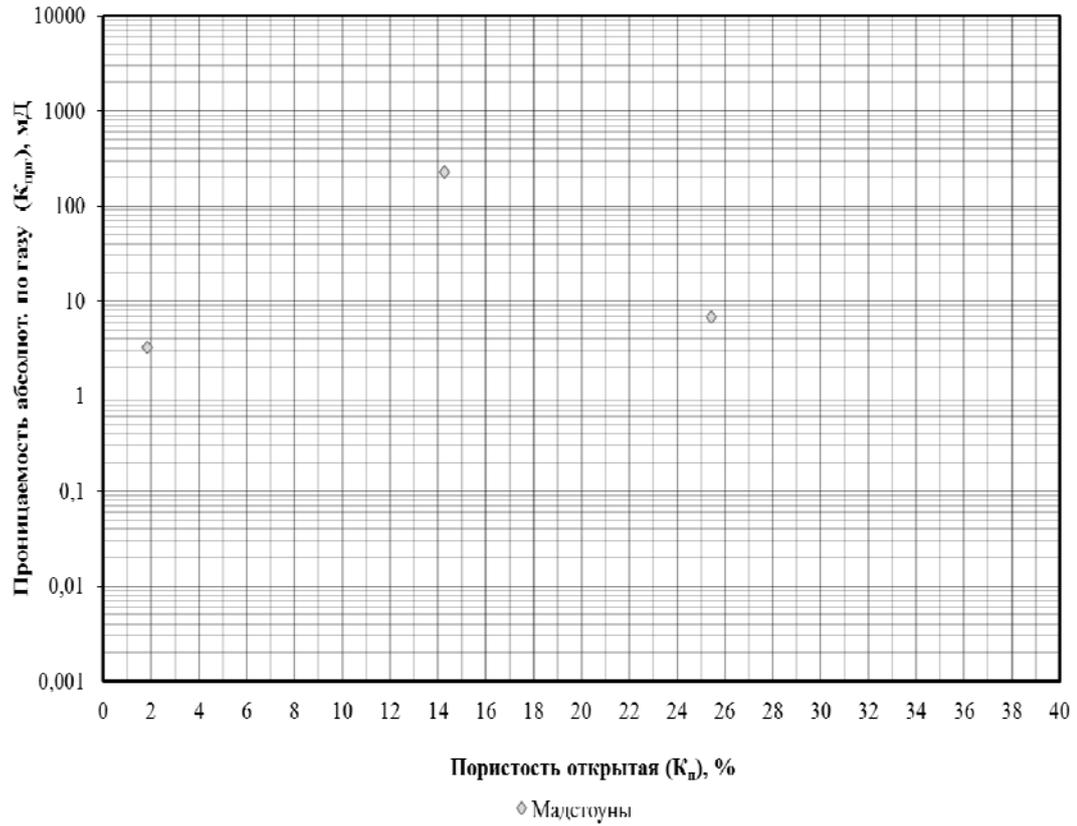


Рисунок 3.13 – Соотношение газопроницаемости и открытой пористости для мадстоунов

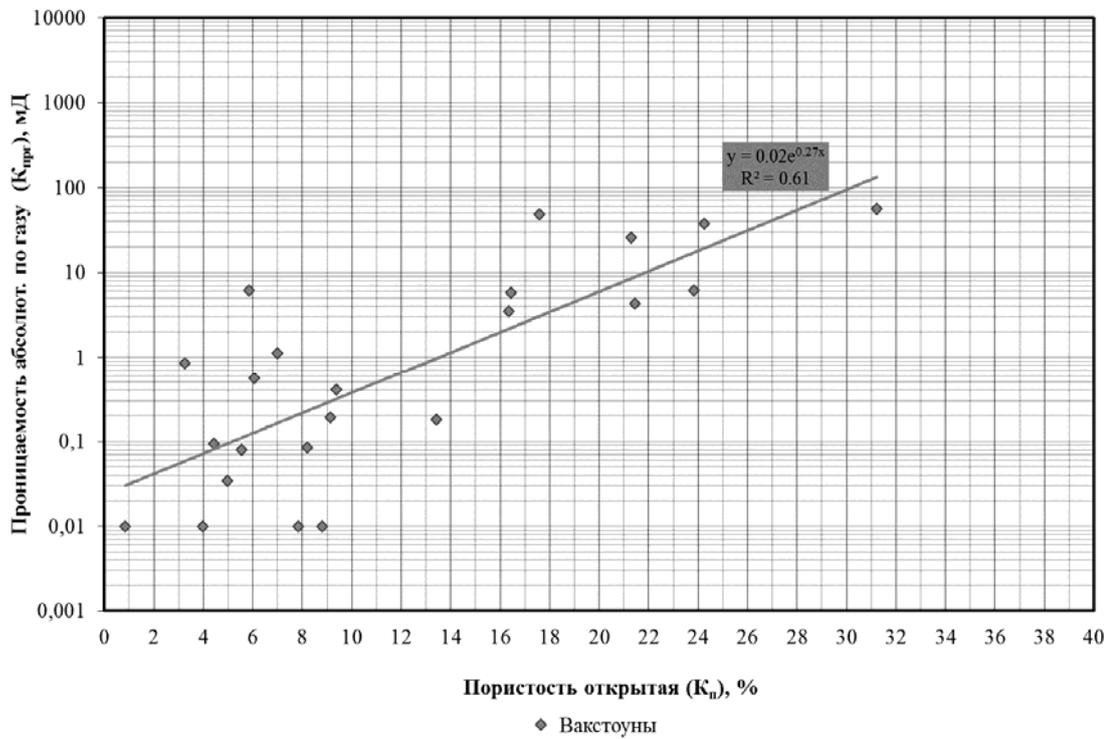


Рисунок 3.14 – Соотношение газопроницаемости и открытой пористости для вакстоунов

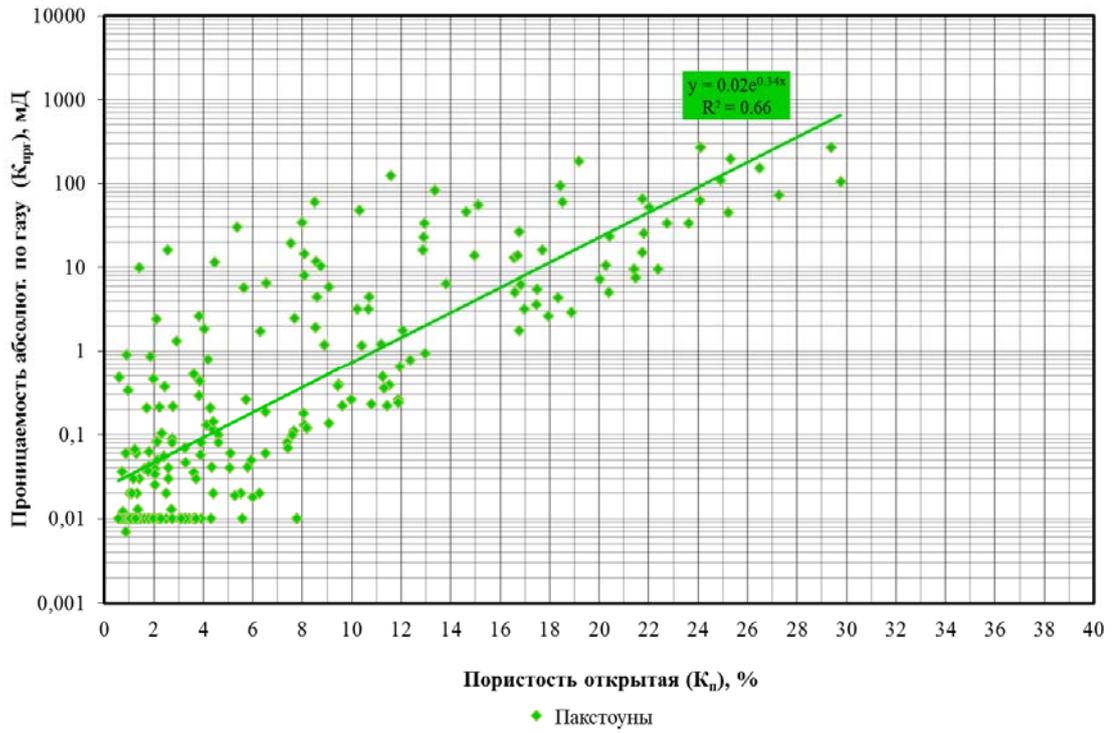


Рисунок 3.15 – Соотношение газопроницаемости и открытой пористости для пакстоунов

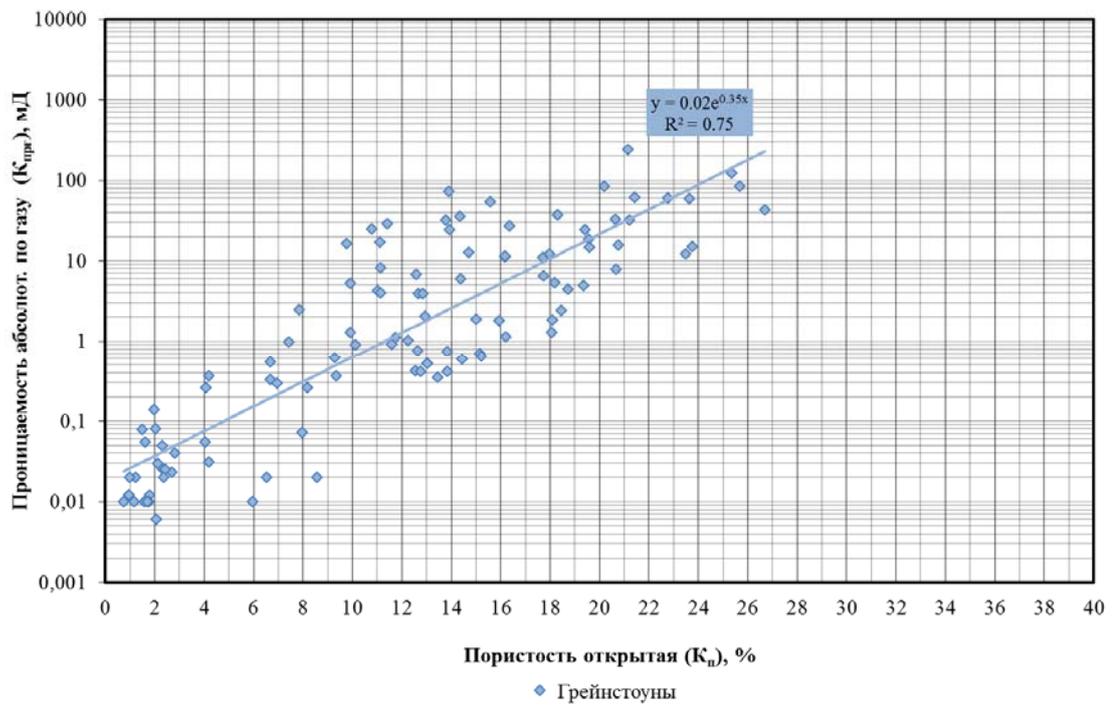


Рисунок 3.16 – Соотношение газопроницаемости и открытой пористости для грейнстоунов

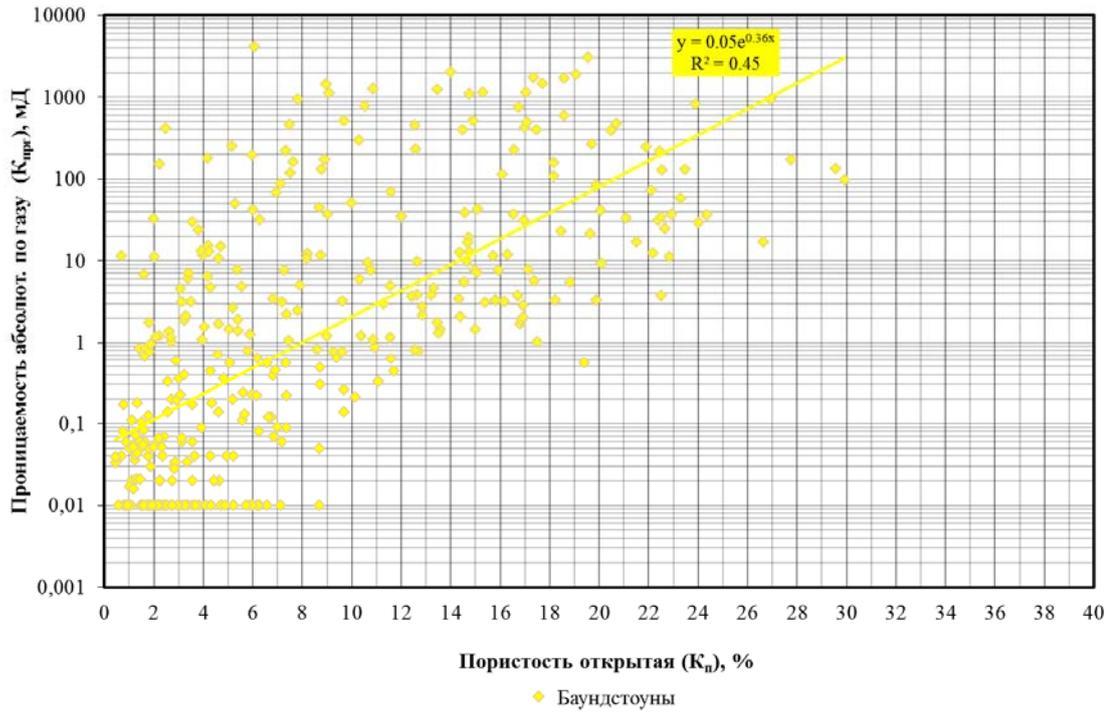


Рисунок 3.17 – Соотношение газопроницаемости и открытой пористости для баундстоунов

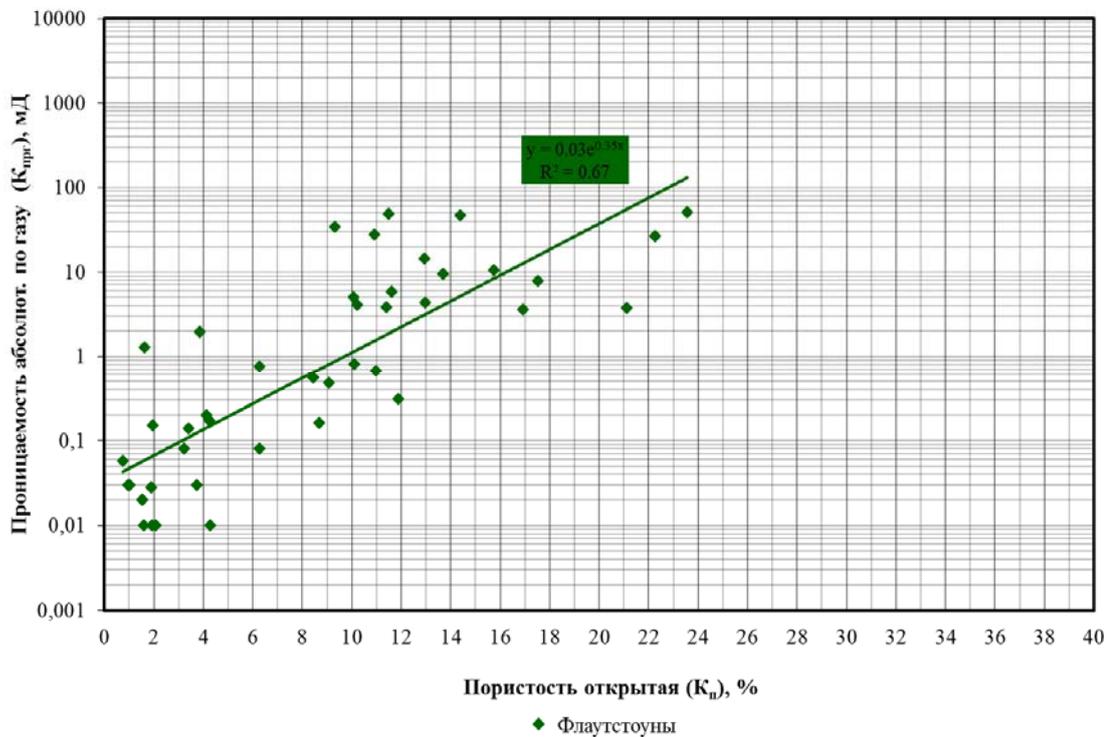


Рисунок 3.18 – Соотношение газопроницаемости и открытой пористости для флаустоунов

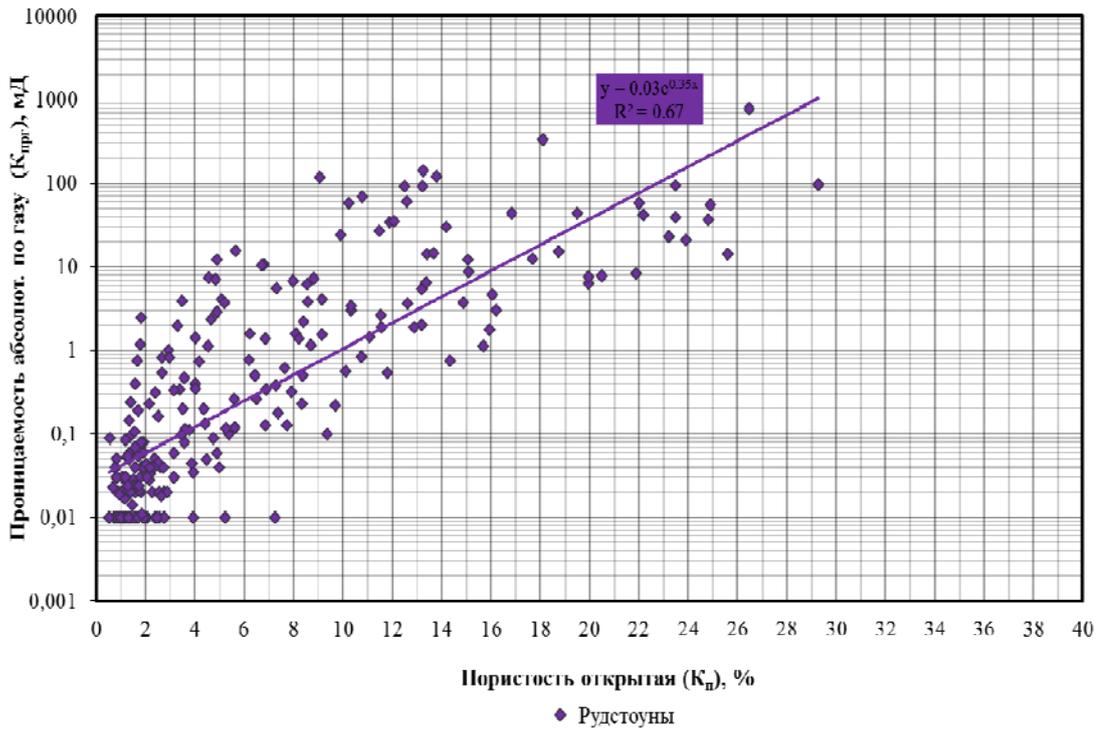


Рисунок 3.19 – Соотношение газопроницаемости и открытой пористости для рудстоунов

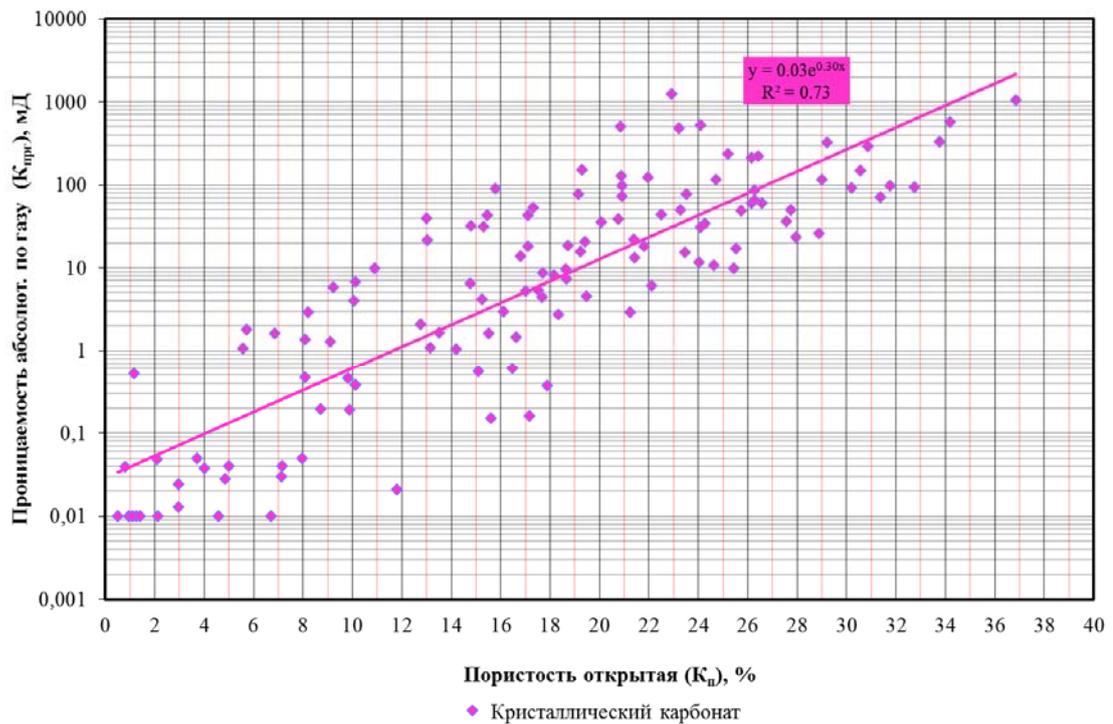


Рисунок 3.20 – Соотношение газопроницаемости и открытой пористости для кристаллического карбоната

На основе построенных круговых диаграмм литологических характеристик для каждой скважины можно квалифицировать принадлежность скважин к определенной фациальной зоне (таблица 3.6).

Таблица 3.6 – Распределение скважин относительно разных фациальных зон

Скважина	Преобладающая структура по Данему	Фация
70Ц	Баундстоун	Фация органогенных построек
90Ц	Баундстоун	
3500	Баундстоун	
3501	Баундстоун	
3503	Баундстоун	
3506	Баундстоун	
50Ц	Грейнстоун	Фация карбонатных отмелей
160Ц	Грейнстоун	
60Ц	Рудстоун	Фация мелководных шельфовых равнин
140Ц	Пакстоун	
150Ц	Пакстоун	
5300	Рудстоун	

В результате проведенных исследований оценен эффект влияния литогенетического типа на структурную неоднородность, а также оценено изменение 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%). Стоит отметить, что для зоны 4, которая представляет собой наилучшие фильтрационно-емкостные свойства, преобладающей структурой по Данему являются для порово-каверново-порового 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.

3.3 Построение концептуальной седиментологической модели Усинского месторождения

3.3.1 Построение трехмерной геологической модели

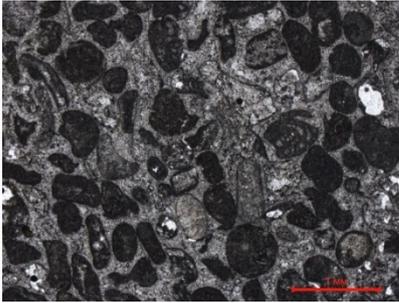
С целью создания концептуальной геологической модели на основании литолого-фациального анализа осуществлена литотипизация изучаемых отложений. Структура пород по Данему была выбрана главным параметром в рамках проведенной литотипизации изучаемых отложений наряду с вещественным составом. На основании проведенных петрографических лабораторных исследований состава пород выделено девять литогенетических типов пород: глинисто-карбонатно-кремнистая порода, мадстоун, пакстоун, кристаллический карбонат (доломит), вакстоун, баундстоун, рудстоун, грейнстоун, флаутстоун. Изображение шлифов керна различных пород, которые главным образом отображают характерные фациальные зоны рассматриваемых пород пермокарбонтовой залежи Усинского месторождения нефти показаны на рисунке рисунке 3.2. Таким образом, при анализе полученных результатов и информации, полученной при сейсморазведки, выделены 3 фациальные зоны:

- карбонатная отмель (зона внутреннего рампа, рисунок 3.22 а);
- органическая постройка (зона среднего рампа, рисунок 3.22 б);
- мелководно-шельфовая равнина (зона среднего рампа, частично зона внешнего рампа, рисунок 3.22 в);

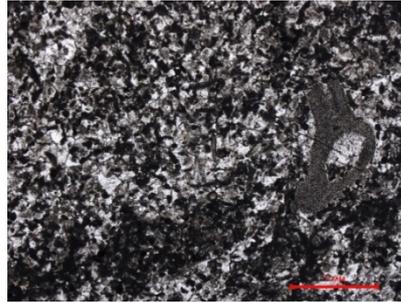
Кроме того, умеренно-глубоководную шельфовую равнину можно определить в дополнении в трех вышеуказанным фациальным зонам.

Фациальная зона карбонатной отмели

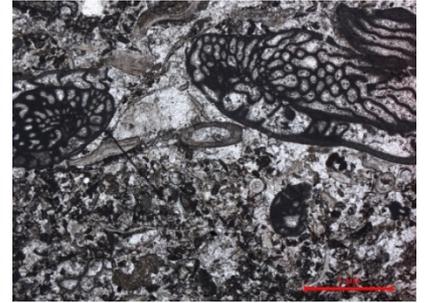
Грейнстоун



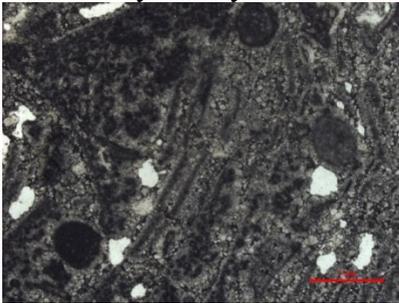
Пакстоун



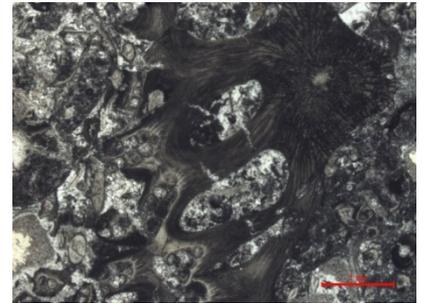
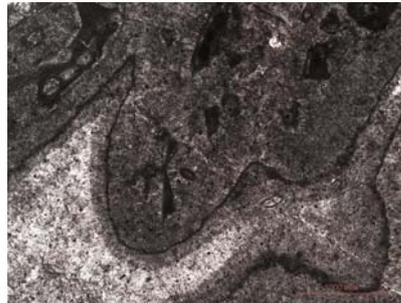
Рудстоун



Фациальная зона органогенная постройка (зона среднего рампа)

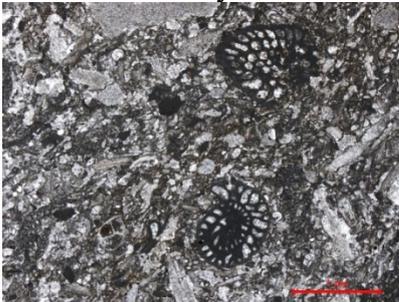
Микробиальные
(водорослевые)
баундстоуны

Скелетные баундстоуны

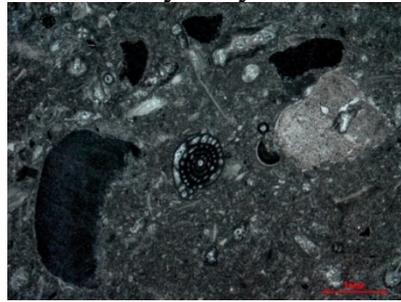


Фациальная зона мелководно-шельфовой равнины (зона среднего рампа, частично зона внешнего рампа)

Пакстоуны



Флаутстоуны



Вакстоуны

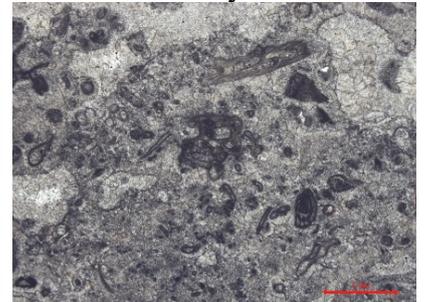


Рисунок 3.21 – Фотографии шлифов пород, характерных для фациальных зон

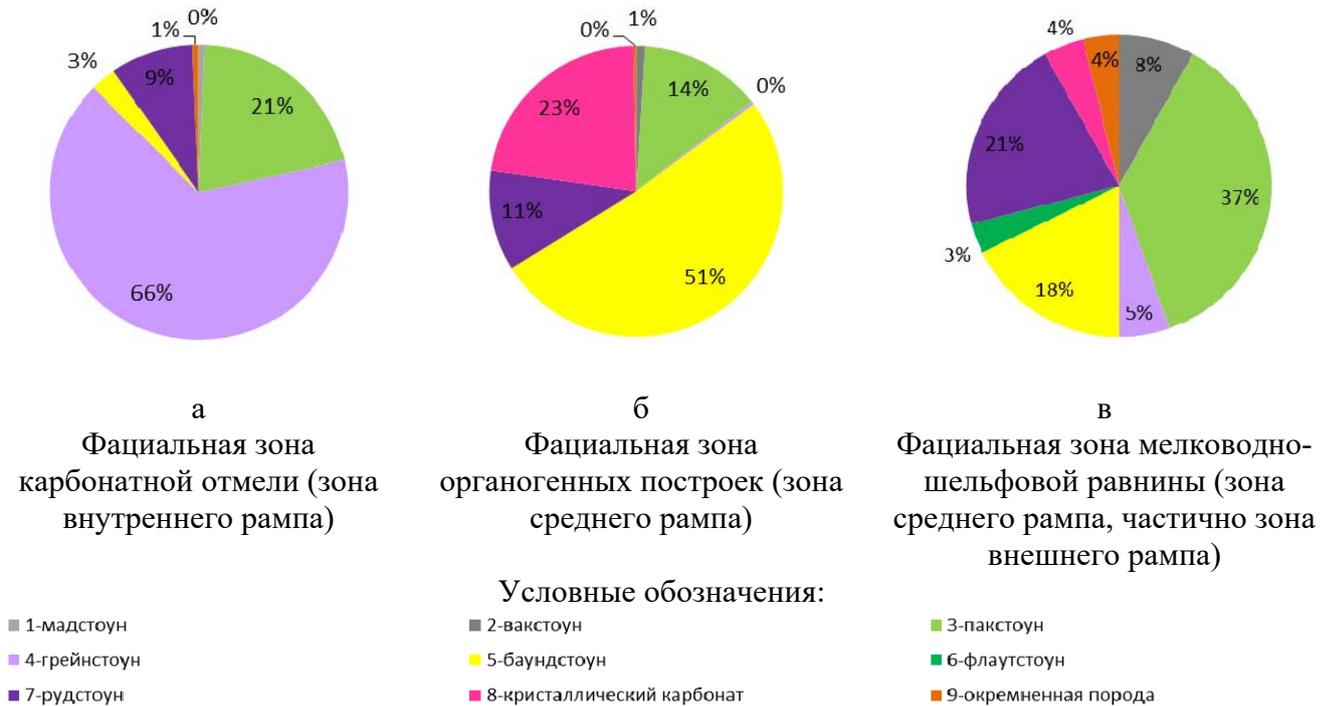


Рисунок 3.22 – Наиболее характерное распределение литотипов в скважине для различных фациальных зон

Зоны внутреннего и среднего рампа являлись определяющими при формировании отложений Усинского месторождения. Воздействия штормовых и нормальных волн – главные причины, которые определяли ход данной седиментации (начальные десятки метров являются глубиной седиментации).

Накопление отложений мелководья происходило в фации карбонатной отмели под воздействием выше уровня нормальных волн. Указанная фация представлена во всех промысловых объектов пермокарбонтовой залежи Усинского месторождения нефти и сложена в основном биокластовыми известняками (пакстоуны/грейнстоуны/рудстоуны)

По терминологии James, Bourque (1992) числу холмов по своей экологической революции и морфологии принадлежат органогенные постройки Печорского бассейна (по Жемчуговой В.А.). Существует 2 вида построек по палеоэкологическим характеристикам.

На малых возвышениях морского дна формируются скелетные холмы, которые состоят их водорослево-криноидными и сопутствовавшими им

биокластовыми породами

Иловые холмы состоят в основном из баундстоунов, которые могут вырастать в разных зонах по биометрии и гидродинамики.

В нижнепермских и средне-позднекаменноугольных породах Усинского месторождения нефти присутствует фациальная зона органогенных построек. Она имеет преимущественное направление на северо-запад и привержена к вершинам палеоподнятий Усинской структуры.

Образование фациальной зоны мелководно-шельфовой равнины происходило в зоне среднего рама под воздействием ниже уровня нормальных волн. Ее можно выделить весьма условно. Порода данной фациальной зоны представлены известняками биокластовыми, микритово-биокластовым (вакстоуны/пакстоуны/флаутстоуны)

Фациальная зона включает в себя микритовые известняки аргиллиты. Образцы керн, относящиеся к данной фациальной зоне, встречаются лишь в малой части изучаемых образцов с характерными им низкими значениями коллекторскими свойствами.

Постседиментационные изменения:

- пиритизация слабая (не превышает 1 %), пирит присутствует в виде пылеватых частиц, зерен, глобуль и стяжений (скоплений) размером до 0,10 мм, развивается по цементу и по органическим остаткам, а также отмечается в разделительных пленках стилолитов и вблизи них;

- спорадически наблюдаются выделения глауконита (менее 1 %), который выделяется в естественных полостях скелетных остатков организмов (камеры фораминифер, каналы иглокожих и др.);

- новообразования кремнезема довольно широко распространены в изученном разрезе и представлены агрегатным кварцем (от 0 % до 5 %). Агрегатный кварц развивается в виде пятен удлиненной и изометричной формы размером до 1,60 мм по обломкам раковин брахиопод и членикам криноидей, а также заполняет пустотное пространство;

- доломитизация неравномерная, пятнистая, полосчатая. Доломит

диагенетического происхождения достаточно широко распространен в изученных известняках. Количество доломита сильно варьирует от единичных кристаллов до полного замещения известкового ила. Кристаллы доломита микротонкозернистой и тонкозернистой размерности искаженно-ромбоэдрической и изометричной формы развиваются в межформенном пространстве, выполняя роль цемента, а также замещает кальцит органических обломков. Доломит тяготеет к участкам, обогащенным глинистым веществом.

На рисунке 3.23 представлена детализированная концептуальная модель строения каменноугольно-нижнепермских отложений Усинского месторождения, которая отражает генезис образования залежи.

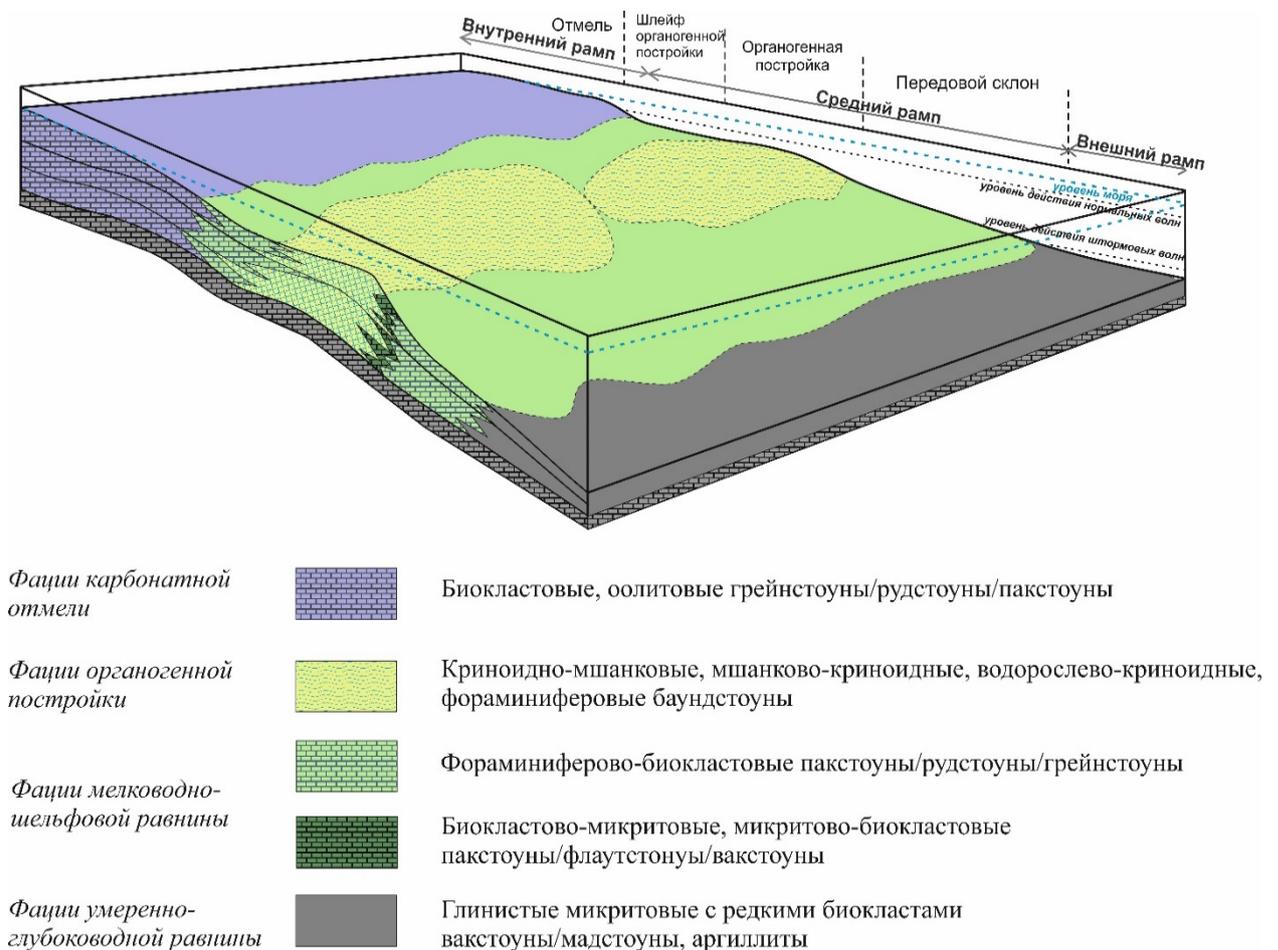


Рисунок 3.23 – Концептуальная модель строения каменноугольно-нижнепермских отложений Усинского месторождения

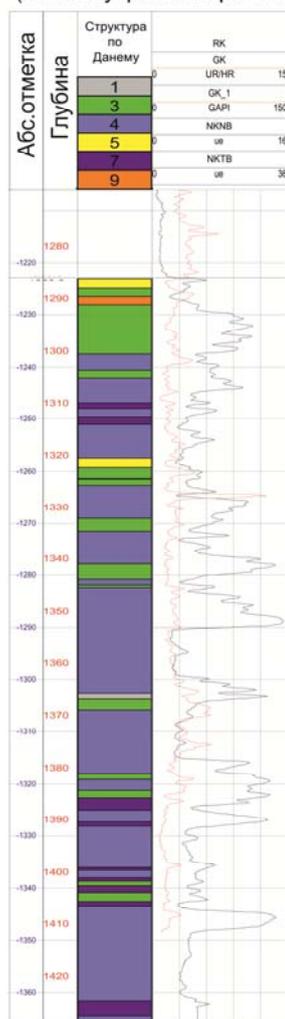
На основании полученных данных построены два геологических профиля каменноугольно-нижнепермских отложений Усинского месторождения, которые свидетельствуют о правильности ранее построенной концептуальной модели.

На рисунке 3.24 представлен разрез скважин, наиболее характерный для выделенных фациальных зон.

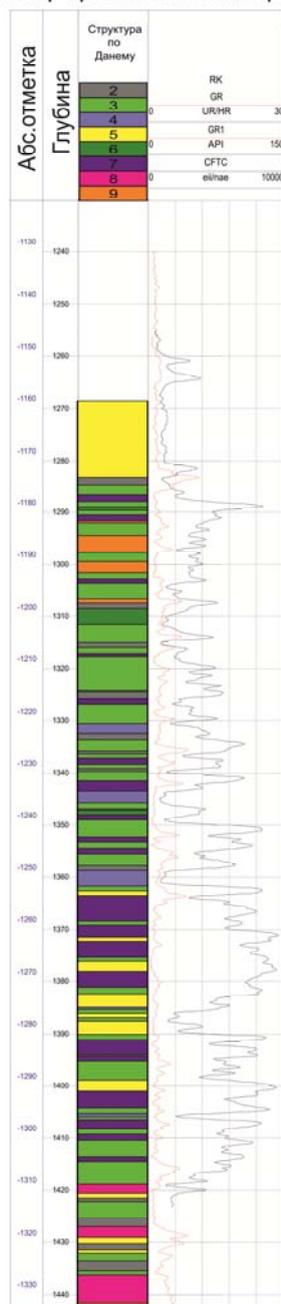
В рамках проведенных лабораторных исследований на керновом материале установлено, что в раннепермское и средне-позднекаменноугольное время в восточной части Усинского месторождения происходило формирование фациальной зоны органогенных построек. Предположительно на участки части Усинского месторождения, расположенного на северо-западе, размещено внутренний рамп с фациями карбонатной отмели.

Формирование органогенной постройки происходило при некотором подъеме уровня моря. Разрушение постройки происходило при стадии деструкции с образованием обломочных отложений под влиянием стабилизации и ли некоторого понижения уровня моря.

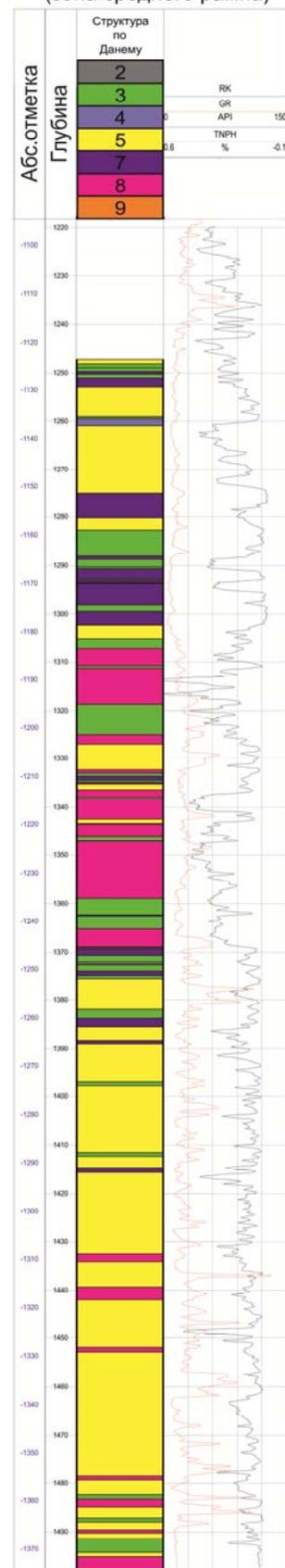
Фациальная зона
карбонатной отмели
(зона внутреннего рампа)



Фациальная зона мелководно-
шельфовой равнины
(шлейф органогенной постройки)



Фациальная зона
органогенных построек
(зона среднего рампа)



Условные обозначения:

1. Мадстоун
2. Вакстоун
3. Пакстоун
4. Грейнстоун
5. Баундстоун
6. Флаутстоун
7. Рудстоун
8. Кристаллический карбонат (доломит)
9. Окремненная порода

Рисунок 3.24 – Разрез скважин, наиболее характеризующих выделенные фациальные зоны

3.3.2 Применение анализа шлифов при трехмерном моделировании

Основываясь на параметрах, полученных при лабораторных исследованиях керна материала, ГИС и сейсморазведки, в рамках создания цифровой 3Д геологической модели была построена концептуальная геологическая модель Усинского месторождения [2]. Она включает в себя главные принципы геологического строения изучаемых отложений.

Полученная ранее концептуальная модель отражает основные геологические принципы строения продуктивных отложений и содержит в себе для последующего построения модели с применением 3Д моделирования [56].

В основу 3Д геологического моделирования включены параметры: структурные поверхности отражающих горизонтов, полученные при обработке данных 3Д сейсморазведки границы фациальных зон, структура по Данему, определенная по 12 скважинам пермокарбоновой залежи Усинского месторождения.

При использовании сейсмических поверхностей была создана структурно-тектоническая модель, которая состоит из 4 пластов. Далее, создана 3-х мерная сетка с толщиной ячеек 32,43,90 и определен дискретный параметр распространения фациальной зональности, полученный по данным сейсморазведки, с обозначением для каждой из зон индивидуального индекса.

С целью равномерной перемены границ фациальных зон в вертикальном направлении был применен метод Indicators Belts [3, 4, 5, 8, 30].

Итогом использования указанного выше метода стал 3-х мерный параметр фаций (Facies). Он в большей степени точно определяет характер распределения и форму изучаемых фациальных зон [13, 25, 39, 41, 48, 57].

Полученные по результатам исследований информация о литотипах была загружена в виде Las-файлов. С применением функции осреднения скважинных данных параметры перенесены на ячейку сетки. Это сделало возможным

определить параметры литотипов в границах траекторий скважин в кубе [61, 63, 103, 106].

Затем, дискретные параметры литотипов распространены для каждой фациальной зональности с помощью стохастического моделирования.

На рисунке 3.25 видно, как сменяются разные типы разреза, контролируемые сменой фациальных зон и представленные характерными сочетаниями литотипов.

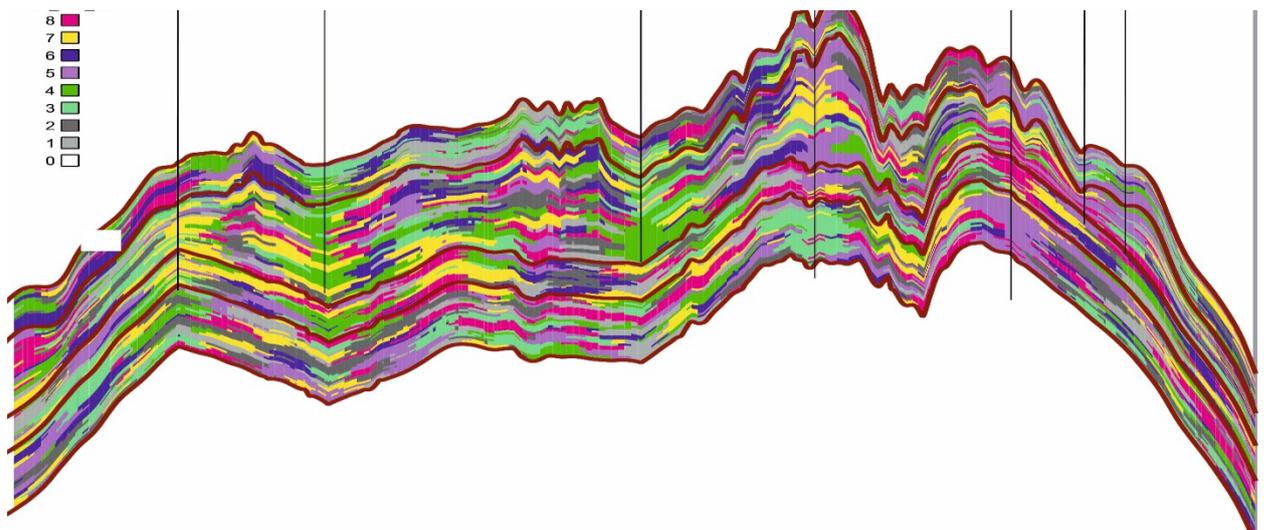


Рисунок 3.25 – Итоговое распределение литотипов в трехмерной сетке пермокарбонатной залежи Усинского месторождения: 1 – мадстоун, 2 – вакстоун, 3 – пактоун, 4 – грейнстоун, 5 – баундстоун, 6 – флаутстоун, 7 – рудстоун, 8 – кристаллический карбонат

Результаты геофизических исследований, сейсморазведки, трех тысяч петрографических описаний шлифов керн послужили основой для создания детализированной концептуальной моделью Усинского месторождения. Полученную информацию необходимо использовать на следующих шагах моделирования коллекторских свойств [55, 117].

Завершая третью главу, нужно отметить, что автором был успешно разработан цифровой формат для описания шлифов в карбонатных отложениях,

который позволил сформировать базу данных по описанию шлифов керна для пермокарбоневой залежи Усинского месторождения. Сформированная база данных использована в качестве информационной основы для получения математической модели, которая на основе фотографии шлифа определяет его класс по Данему и другие параметры. Применяя машинное обучение, разработана новая технология описания фотографий шлифов. Разработанный автором подход к описанию шлифов с применением технологии глубокого обучения пермокарбоневой залежи Усинского месторождения может быть использован для аналогичных залежей Тимано-Печорской нефтегазоносной провинций и мира.

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 3Д для создания геолого-гидродинамической модели.

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

ГЛАВА 4. УСТАНОВЛЕНИЕ МОДЕЛЕЙ ВЗАИМОСВЯЗИ МЕЖДУ КОЭФФИЦИЕНТОМ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ ОТ ФАЦИАЛЬНОЙ ЗОНАЛЬНОСТИ И ТЕМПЕРАТУРОЙ ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТА

4.1 Анализ результатов физико-гидродинамических исследований при различной температуре проведения эксперимента

Важнейшей гидродинамической характеристикой залежи, получаемой в рамках лабораторных исследований кернового материала, является коэффициент вытеснения нефти водой [12, 28]. В Российской Федерации большое количество разных авторов проводили широкий спектр исследований по определению степени влияния коллекторских и физических свойств на физико-гидродинамические показатели [6, 9, 10, 11, 23, 24, 33, 58]. В некоторых зарубежных и Российских Центров исследования керна при непосредственном проведении лабораторного эксперимента реализуется контроль за разделением потоков при помощи томографической съемки [94, 95, 111].

Исследования по изучению влияния петрофизических свойств на значения основных физико-гидродинамических показателей в России проводили авторы работ. При осуществлении экспериментов рекомендовано осуществлять контроль за распределением потоков флюидов при помощи 2D-томографа.

При планировании и проведении лабораторного эксперимента по определению коэффициента вытеснения нефти водой и относительных фазовых проницаемостей используют следующие нормативные документы:

- ОСТ 39-195-86 «Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях» [50];
- ОСТ-39-235-89 «Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации» [51].

Необходимо отметить, что вышеуказанные локальные нормативные документы регламентируют проведение лабораторных исследований только на составные модели и образцы керна стандартного размера [7, 67, 69].

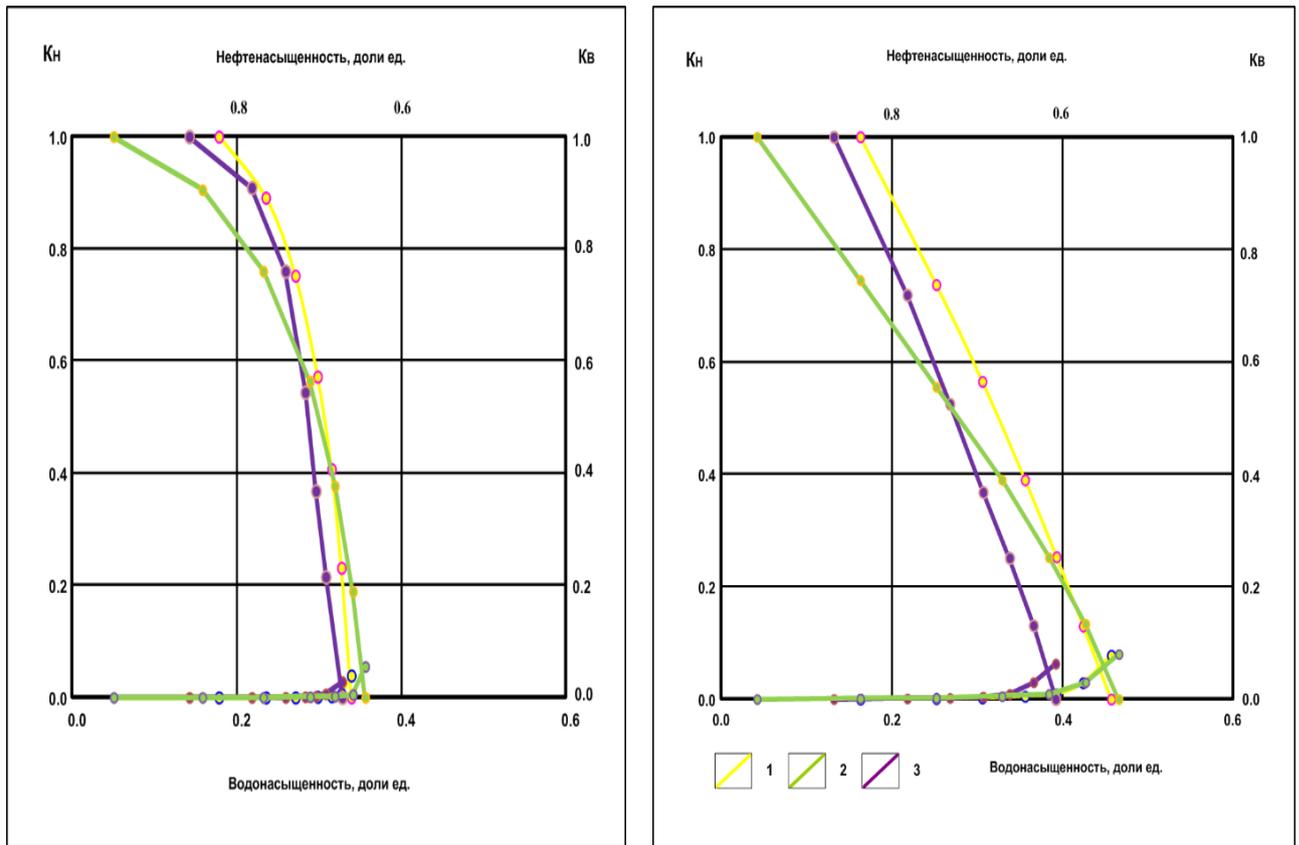
Доля количества нефти, вышедшей из образца керна при ее вытеснении водой, по соотношению к первоначальному количеству нефти, находящейся в образце, определяет коэффициент вытеснения нефти водой [12, 28].

Коэффициент вытеснения нефти водой равен отношению объема нефти, вытесненного из образца водой по отношению к начальному объему нефти, содержащейся в образце

Подробная методика проведения экспериментов подробно расписана в вышеуказанных нормативных документах.

Объектом изучения трех изучаемых фациальных зон при физико-гидродинамических экспериментах были образцы керна пермокарбоневой залежи Усинского месторождения диаметром шестьдесят семь миллиметров.

Для оценки влияния изменения температуры проведения эксперимента они проводились при поддержании температуры двадцать три, пятьдесят и восемьдесят градусов Цельсия. На рисунке 4.1 показаны примеры результатов проведенных экспериментов по установлению относительных фациальных зон для трех фациальных зон.



а – температура проведения эксперимента
23 °С

б – температура проведения эксперимента
80 °С

Рисунок 4.1 – Результаты определения фазовых проницаемостей при температуре проведения эксперимента 23 °С и 80 °С: 1 – фация мелководных шельфовых равнин; 2 – фация органогенных построек; 3 – фация карбонатных отмелей

Методика лабораторного эксперимента по определению относительных фазовых проницаемостей обусловлена моделированием характеристик параметров на различных этапах эксплуатации месторождения. Фазовые проницаемости для образцов керна пермокарбонной залежи имеют нетипичный вид, это обусловлено высокой вязкостью нефти.

Проведенный анализ результатов, полученных в ходе проведения экспериментов, показал, что для температуры в двадцать три градуса Цельсия кривые относительных фазовых проницаемостей для изучаемых фациальных зон имеет отличающийся характер. Для фациальной зоны органогенной постройки параметр начальной нефтенасыщенности наибольший, для фации мелководных

шельфовых равнин он является самым низким.

При изменении температуры проведения лабораторного эксперимента до восьмидесяти градусов Цельсия интервал между кривыми относительных фазовых проницаемостей увеличивается, а сами кривые становятся более пологие и перемещаются правее. Это говорит об увеличении водонасыщенности, которое связано с переменной физических свойств нефти (снижение плотности и вязкости) и, как следствие, улучшению их подвижности. С повышением температуры проведения экспериментов от двадцати трех до восьмидесяти градусов Цельсия текущая нефтенасыщенность на всех режимах лабораторного эксперимента снижается. Данное снижение обусловлено количеством вытесненной нефти из образца керна.

Для установления моделей взаимосвязи между коэффициентом вытеснения и фациальной зональностью, пористостью, абсолютной газопроницаемостью и температурой была проведена серия специальных экспериментов. Зависимость коэффициентов вытеснения от пористости и газопроницаемости, полученных на образцах керна пород различных фациальных зон при разных температурах, представлены на рисунках 4.2–4.9.

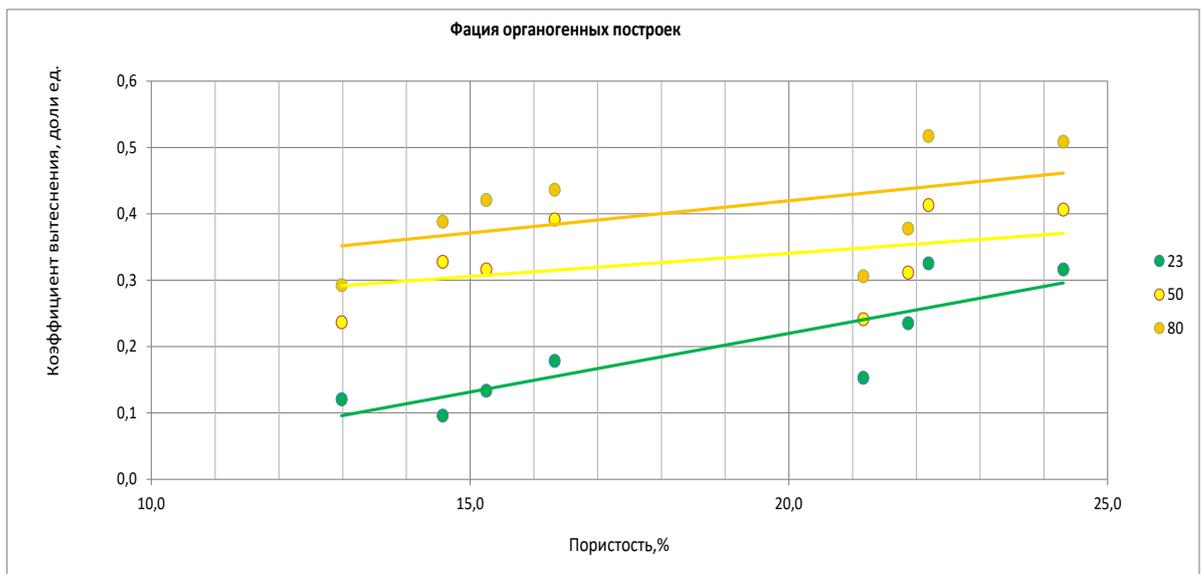


Рисунок 4.2 – Зависимость коэффициента вытеснения нефти от пористости для фации органогенных построек при температурах проведения эксперимента 23°C, 50°C и 80 °C

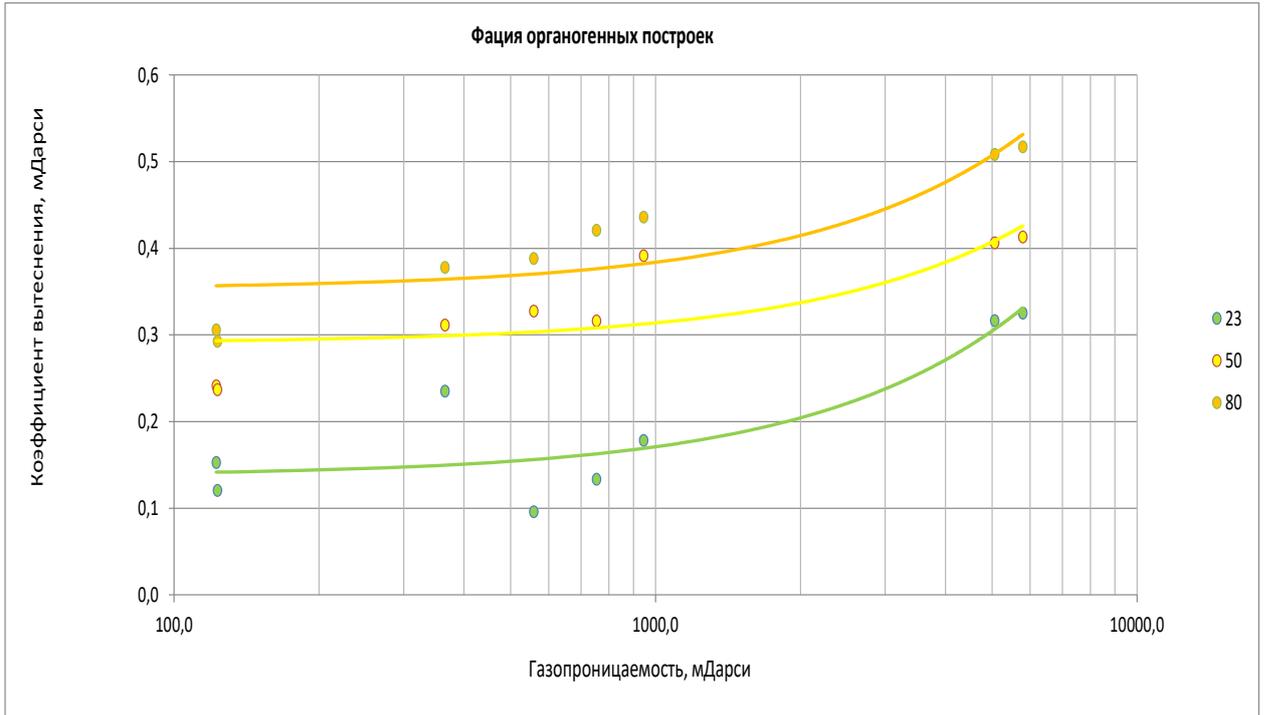


Рисунок 4.3 – Зависимость коэффициента вытеснения нефти от газопроницаемости для фации органогенных построек при температурах проведения эксперимента 23 °C, 50 °C и 80 °C

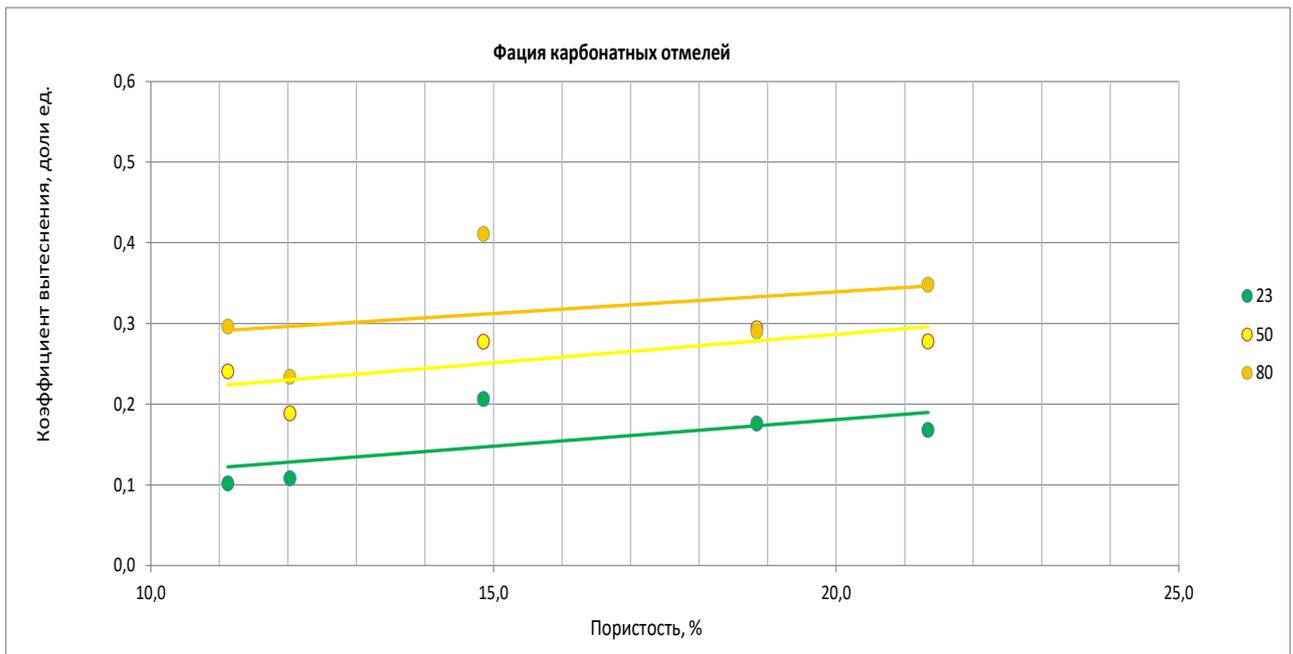


Рисунок 4.4 – Зависимость коэффициента вытеснения нефти от пористости для фации карбонатных отложений при температурах проведения эксперимента 23 °C, 50 °C и 80 °C

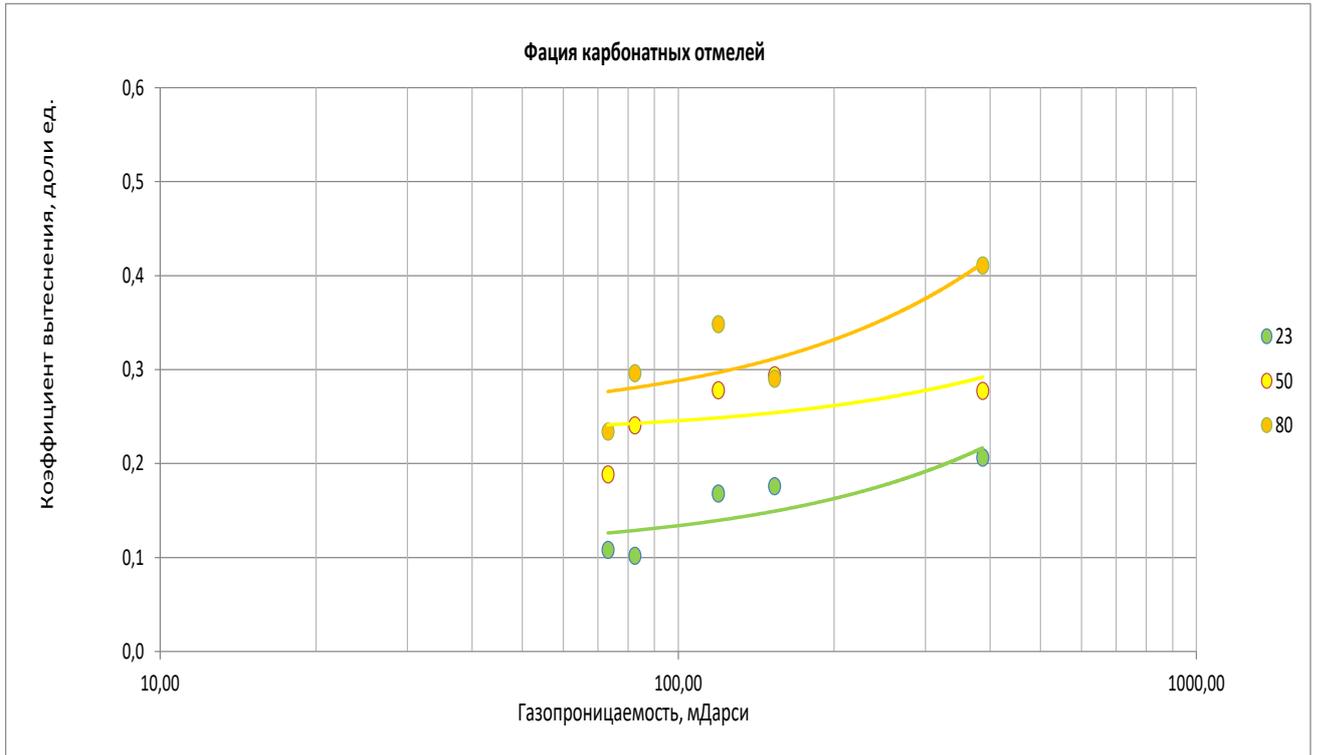


Рисунок 4.5 – Зависимость коэффициента вытеснения нефти от газопрооницаемости для фации карбонатных отмелей при температурах проведения эксперимента 23 °С, 50 °С и 80 °С

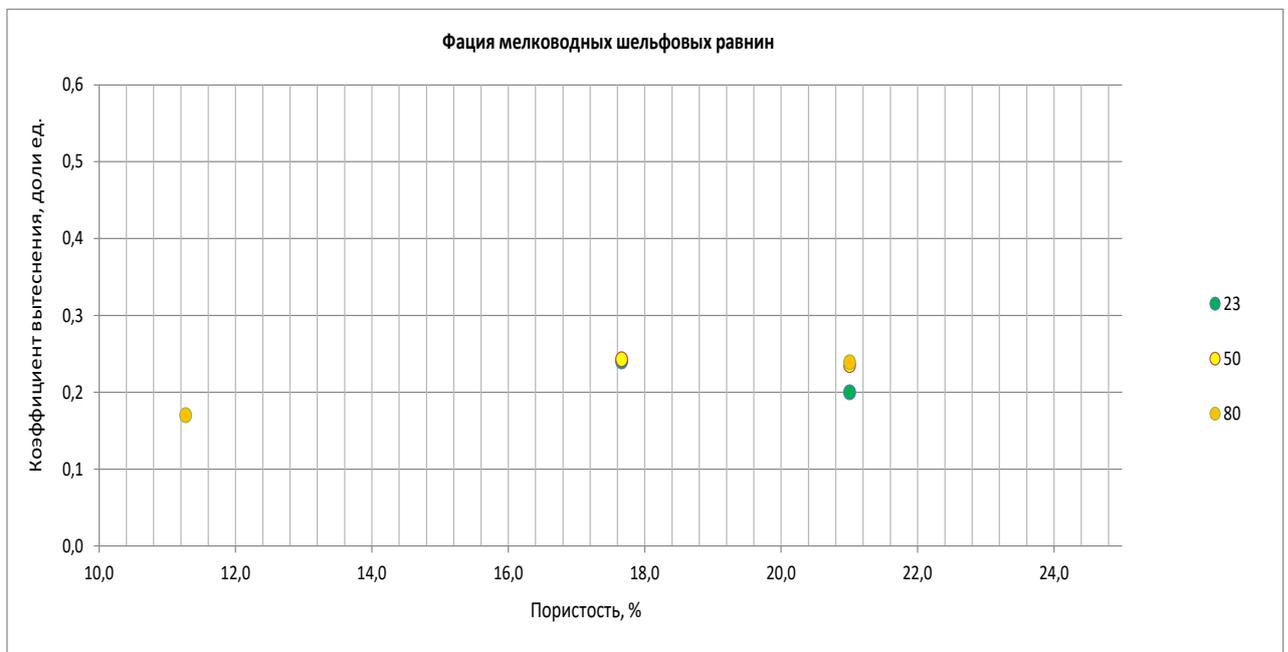


Рисунок 4.6 – Зависимость коэффициента вытеснения нефти от пористости для фации мелководных шельфовых равнин при температурах проведения эксперимента 23 °С, 50 °С и 80 °С

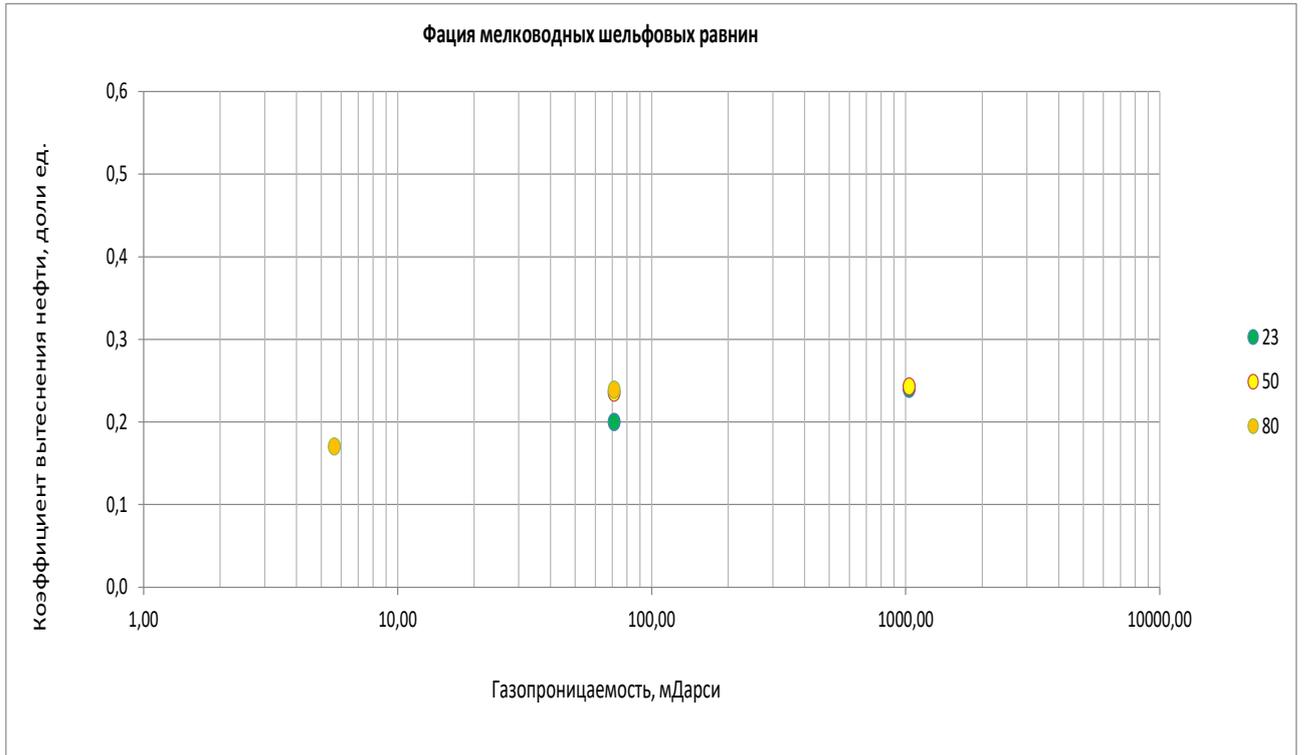


Рисунок 4.7 – Зависимость коэффициента вытеснения нефти от газопроницаемости для фации мелководных шельфовых равнин при температурах проведения эксперимента 23 °С, 50 °С и 80 °С

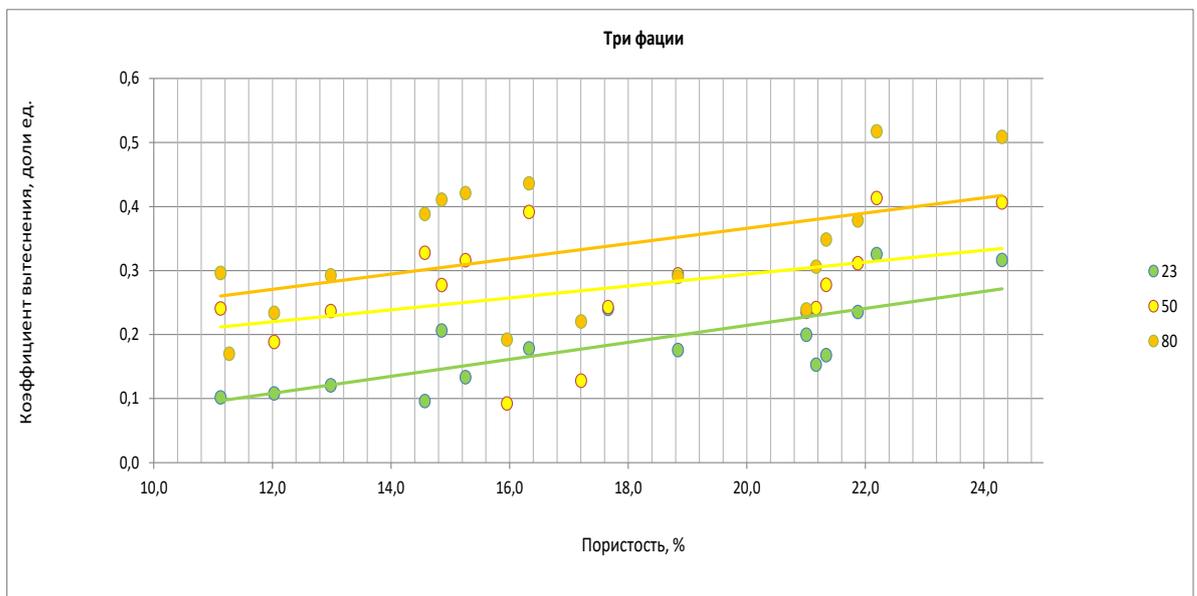


Рисунок 4.8 – Зависимость коэффициента вытеснения нефти от пористости для фации органогенных построек, карбонатных отмелей и мелководных шельфовых равнин при температурах проведения эксперимента 23 °С, 50 °С и 80 °С

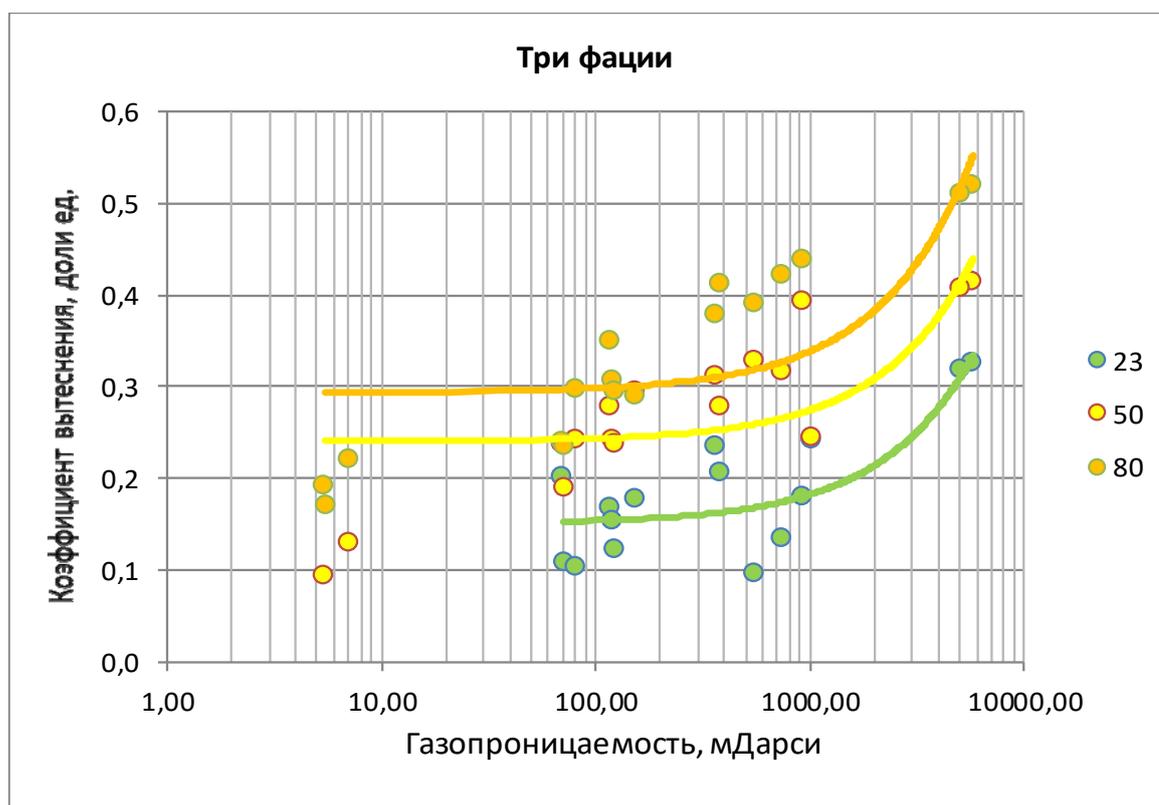


Рисунок 4.9 – Зависимость коэффициента вытеснения нефти от газопрооницаемости для фации органогенных построек, карбонатных отмелей и мелководных шельфовых равнин при температурах проведения эксперимента 23 °С, 50 °С и 80 °С

В таблице 4.1 представлены уравнения взаимосвязи для фации органогенных построек и карбонатных отмелей между коэффициентом вытеснения, газопрооницаемостью и пористостью для температуры проведения эксперимента 23 °С, 50 °С и 80 °С.

При анализе полученных результатов удалось установить, что отличный вид кривых относительных фазовых проницаемостей для разных фациальных зон связан со спецификой их литогенетических типов и особенностью емкостного пространства.

Таблица 4.1 – Взаимосвязь коэффициентов вытеснения от фациальной зональности, пористости и газопроницаемости для разных температур проведения эксперимента

Фация	Взаимосвязь между коэффициентом вытеснения, пористости и газопроницаемости для разных температур					
	23 °С		50 °С		80 °С	
	Уравнение	Коэффициент детерминации	Уравнение	Коэффициент детерминации	Уравнение	Коэффициент детерминации
Фация органогенных построек	$K_{\text{выт}}=0,02* K_{\text{п}} - 0,13$	0,73	$K_{\text{выт}}=0,01* K_{\text{п}} + 0,20$	0,18	$K_{\text{выт}}=0,01* K_{\text{п}} + 0,23$	0,25
Фация карбонатных отмелей	$K_{\text{выт}}=0,01* K_{\text{п}} + 0,05$	0,41	$K_{\text{выт}}=0,01* K_{\text{п}} + 0,15$	0,53	$K_{\text{выт}}=0,005* K_{\text{п}} + 0,23$	0,12
Фация органогенных построек	$K_{\text{выт}}=3*10^{-5}*K_{\text{пр}} + 0,14$	0,77	$K_{\text{выт}}=2*10^{-5}*K_{\text{пр}} + 0,29$	0,61	$K_{\text{выт}}=3*10^{-5}*K_{\text{пр}} + 0,35$	0,74
Фация карбонатных отмелей	$K_{\text{выт}}=0,0003* K_{\text{пр}} + 0,11$	0,67	$K_{\text{выт}}=0,0002* K_{\text{пр}} + 0,23$	0,24	$K_{\text{выт}}=0,0004* K_{\text{пр}} + 0,25$	0,71

Для фациальной зоны мелководных шельфовых равнин при температуре лабораторного опыта двадцать три градуса Цельсия был определен наибольший средний коэффициент вытеснения нефти водой равный две десятых доли единиц; коэффициент равный сто девяносто пяти тысячных доли единиц был получен для фациальной зоны органогенных построек. Наименьший коэффициент вытеснения нефти водой при данной температуре получен для фациальной зоны карбонатных отмелей- сто пятьдесят две тысячных доли единиц.

Для температуры лабораторного опыта двадцать три градуса Цельсия наивысший коэффициент детерминации для зависимости между коэффициентами вытеснения и абсолютной газопроницаемостью получен для фациальной зоны органогенных построек – семьдесят семь сотых; для фациальной зоны карбонатных отмелей он составляет шестьдесят семь сотых. Для фациальной зоны органогенных построек для взаимосвязи между коэффициентом вытеснения и открытой пористости наивысший коэффициент детерминации получился

равным семьдесят три сотых (см. табл. 4.1).

Для фациальной зоны карбонатных отмелей при температуре лабораторного опыта пятьдесят градусов Цельсия был определен наибольший средний коэффициент вытеснения нефти водой равный двести пятьдесят шесть доли единиц; коэффициент равный двести тридцать семь доли единиц был получен для фациальной зоны органогенных построек. Наименьший коэффициент вытеснения нефти водой при данной температуре получен для фациальной зоны мелководных шельфовых равнин – двести тридцать шесть тысячных доли единиц.

Для температуры лабораторного опыта пятьдесят градусов Цельсия наивысший коэффициент детерминации для зависимости между коэффициентами вытеснения и абсолютной газопроницаемостью получен для фациальной зоны органогенных построек – шестьдесят одна сотая; для фациальной зоны карбонатных отмелей он составляет двадцать четыре сотых.

Для фациальной зоны карбонатных построек для взаимосвязи между коэффициентом вытеснения и открытой пористости наивысший коэффициент детерминации получился равным пятьдесят три сотых (см. табл. 4.1).

Для фациальной зоны органогенных построек при температуре лабораторного опыта восемьдесят градусов Цельсия был определен наибольший средний коэффициент вытеснения нефти водой равный четыреста шесть тысячных доли единиц; коэффициент равный триста шестнадцать тысячных доли единиц был получен для фациальной зоны карбонатной отмели. Наименьший коэффициент вытеснения нефти водой при данной температуре получен для фациальной зоны мелководных шельфовых равнин – двести тридцать девять тысячных доли единиц.

Для температуры лабораторного опыта восемьдесят градусов Цельсия наивысший коэффициент детерминации для зависимости между коэффициентами вытеснения и абсолютной газопроницаемостью получен для фациальной зоны органогенных построек – семьдесят четыре сотых; для фациальной зоны карбонатных отмелей он составляет семьдесят одна сотая (см. табл. 4.1).

Основываясь на результатах, полученных при выполнении всех

экспериментов по изменению коэффициента вытеснения нефти водой при поддержании температуры двадцать три, пятьдесят и восемьдесят градусов Цельсия для трех фациальных зон, был определен средний эффект изменения коэффициента вытеснения при изменении температуры проведения эксперимента (таблица 4.2).

Наивысший средний эффект увеличения на сто четыре тысячных доли единиц получен для фациальной зоны карбонатных отмелей при изменении температуры проведения опыта от двадцати трех до пятидесяти градусов Цельсия, для фациальной зоны органогенных построек изменение равно сорока двум тысячным доли единиц.

Наивысший средний эффект увеличения на сто шестьдесят девять тысячных доли единиц получен для фациальной зоны органогенных построек при изменении температуры проведения опыта от пятидесяти до восьмидесяти градусов Цельсия, для фациальной зоны карбонатных отмелей изменение равно шести сотым доли единиц.

Наивысший средний эффект увеличения на двести одиннадцать тысячных доли единиц получен для фациальной зоны органогенных построек при изменении температуры проведения опыта от двадцати трех до восьмидесяти градусов Цельсия, для фациальной зоны карбонатных отмелей изменение равно сто шестьдесят четыре тысячных доли единиц.

Изменение температуры проведения лабораторного опыта в сторону увеличения всегда является фактором повышения показателя коэффициента вытеснения нефти водой. Степень увеличения будет зависеть от величины повышения температуры и отнесения образцов к той или иной фациальной зоны.

Таблица 4.2 – Взаимосвязь между коэффициентом вытеснения и газопроницаемостью для разных температур проведения эксперимента

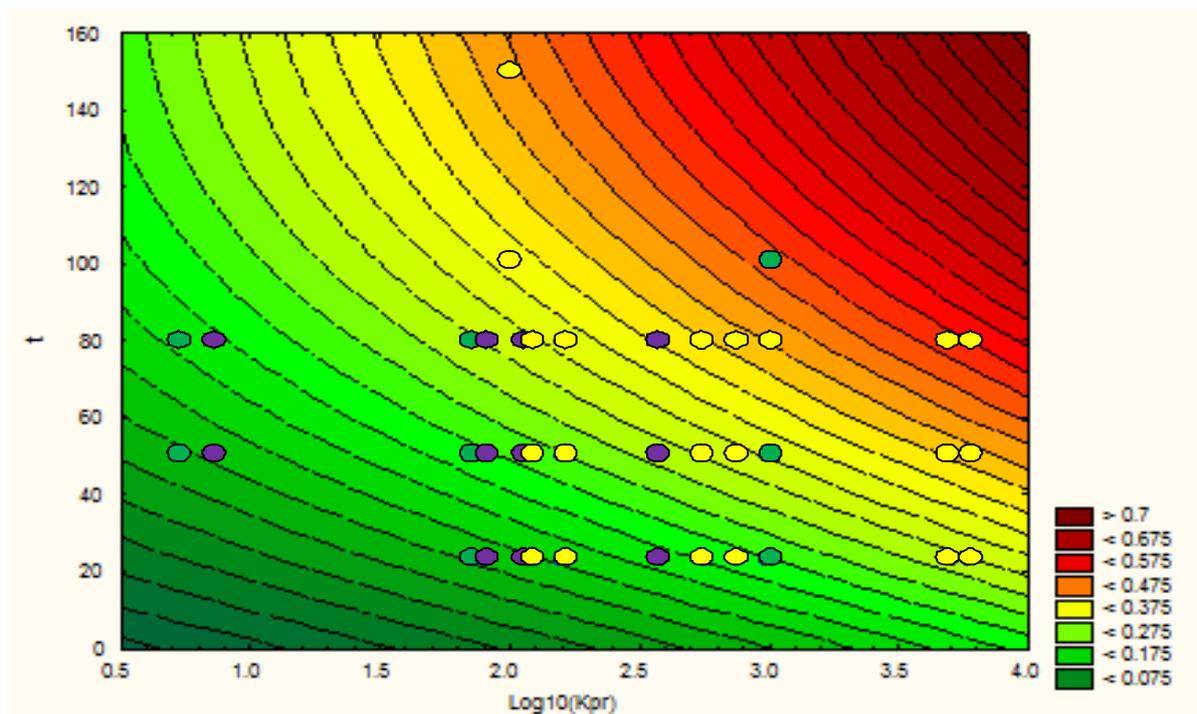
Фация	Коэффициент вытеснения нефти при изменении температуры проведения эксперимента, Квыт.					
	23 °С	50 °С	80 °С	23–50 °С	50–80 °С	23–80 °С
Органогенные постройки	0,195	0,237	0,406	0,042	0,169	0,211
Карбонатные отмели	0,152	0,256	0,316	0,104	0,06	0,164
Мелководные шельфовые равнины	0,200	0,236	0,239	–	–	–

В связи с тем, что коэффициенты детерминации при различных температурах проведения эксперимента для зависимостей между коэффициентом вытеснения и газопроницаемостью выше, чем для зависимостей между коэффициентом вытеснения и пористостью, был рассчитан средний эффект изменения коэффициента вытеснения при изменении температуры проведения эксперимента с учетом газопроницаемости. Этот эффект описан следующим уравнением (4.2) и получена универсальная номограмма (рисунок 4.10):

$$\begin{aligned}
 \text{Квыт} = & 0,0419 \cdot \log(\text{Кпр}) + 0,0029 \cdot t + 0,0059 \cdot \log(\text{Кпр})^2 + 0,0006 \cdot \log(\text{Кпр}) \cdot t - \\
 & 9,278 \cdot 10^{-6} \cdot t^2 - 0,0557; \\
 R^2 = & 0,90; Fp/Ft = 512/1.54; p < 0,00001.
 \end{aligned}
 \tag{4.2}$$

Представленное уравнение имеет коэффициент детерминации выше, чем для большей части уравнений, приведенных в табл. 4.1.

Применение полученного уравнения связи позволяет получать значение коэффициента вытеснения более надежно, чем по уравнениям, представленных отдельно для каждой из фациальных зон.



○ 1 ● 2 ● 3

Рисунок 4.10 – Номограмма для определения коэффициента вытеснения нефти по газопроницаемости для разных температур: 1 – фация органогенных построек; 2 – фация карбонатных отмелей; 3 – фация мелководных шельфовых равнин

Полученные при экспериментальных исследованиях данные рекомендуется использовать в рамках моделирования процесса разработки пермокарбонной залежи Усинского месторождения при тепловых методах повышения нефтеотдачи пласта с целью индивидуального подбора температурного режима для каждой фациальной обстановки в соответствии с полученными результатами.

4.2 Поверхностные свойства горных пород Усинского месторождения

Параметр смачиваемости является одним из ключевым критерием, которые необходимо учитывать для учета влияние поверхностных свойств на гидродинамические процессы, протекающие в пласте. В рамках проведения лабораторных экспериментов по оценке фильтрационных процессов для получения достоверного результата важным является воссоздания либо

сохранение первоначальных поверхностных свойств породы.

Смачиваемость в условиях пласта может быть от сильно гидрофильной до сильно гидрофобной. Породы-коллектора могут иметь нейтральную смачиваемость в том случае, если в породе не наблюдается избирательная смачиваемость.

Для получения информации о смачиваемости горных пород пермокарбонной залежи Усинского месторождения нефти были проведены исследования на более чем 300 образцов керна согласно ОСТ 39-180-85.

Исходя из проведенных исследований кернового материала, для каждой выделенной фациальной зоны были рассчитаны геолого-физические параметры (таблица 4.3).

Таблица 4.3 – Показатель смачиваемость различных фациальных зон

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

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

Фация органогенных построек обладает пористостью от 0,37 % до 27,83 % при среднем значении 7,53 %; газопроницаемость колеблется в пределах от 0,01 мД до 12573 мД при среднем арифметическом значении 155,3 мД; средний коэффициент вытеснения нефти водой составляет 0,41 д. ед. Фация карбонатных отмелей обладает пористостью от 0,98 % до 21,8 9% при среднем значении 4,50 %; газопроницаемость колеблется в пределах от 0,01 мД до 300,5 мД при

среднем значении 10,01 мД; 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 мД до 48,62 мД при среднем значении 12,30 мД; средний коэффициент вытеснения нефти водой составляет 0,24 д. ед.

Впервые для пород Усинского месторождения удалось определить средний показатель смачиваемости для каждой фациальной зоны в отдельности. В результате проведенных исследований удалось установить, что породы, относящиеся к фациям карбонатных отмелей и мелководных шельфовых равнин, являются преимущественно гидрофильными, к фации органогенных построек – преимущественно гидрофобными. Данный аспект важно учитывать, особенно при заводнении пласта и применении методов повышения нефтеотдачи. Неверное предположение о характере смачиваемости пласта может привести к его необратимым повреждениям и осложнению разработки.

4.3 Влияние фациальной зональности на показатели добычи

Исходя из проведенных исследований кернового материала, для каждой выделенной фациальной зоны были рассчитаны геолого-физические параметры (таблица 4.4). 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 мкм²*10⁻³ при среднем значении 12,30 мкм²*10⁻³; средний коэффициент вытеснения нефти водой составляет 0,24 д. ед.

По полученным результатам установлено, что наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами и максимальным коэффициентом вытеснения нефти водой обладает фация органогенных построек, наихудшими – фация карбонатных отмелей. Фация мелководных шельфовых равнин обладает самым низким коэффициентом вытеснения нефти водой – 0,24 д. ед.

Таблица 4.4 – 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 пермокарбонной 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 4.11).

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 уравнения связи (4.3–4.5):

уравнение связи для фации органогенной постройки:

$$Q = 11,8 * m \quad (4.3)$$

уравнение связи для фации карбонатных отмелей:

$$Q = 5,3 * m \quad (4.4)$$

уравнение связи для фации мелководных шельфовых равнин:

$$Q = 2,2 * m \quad (4.5)$$

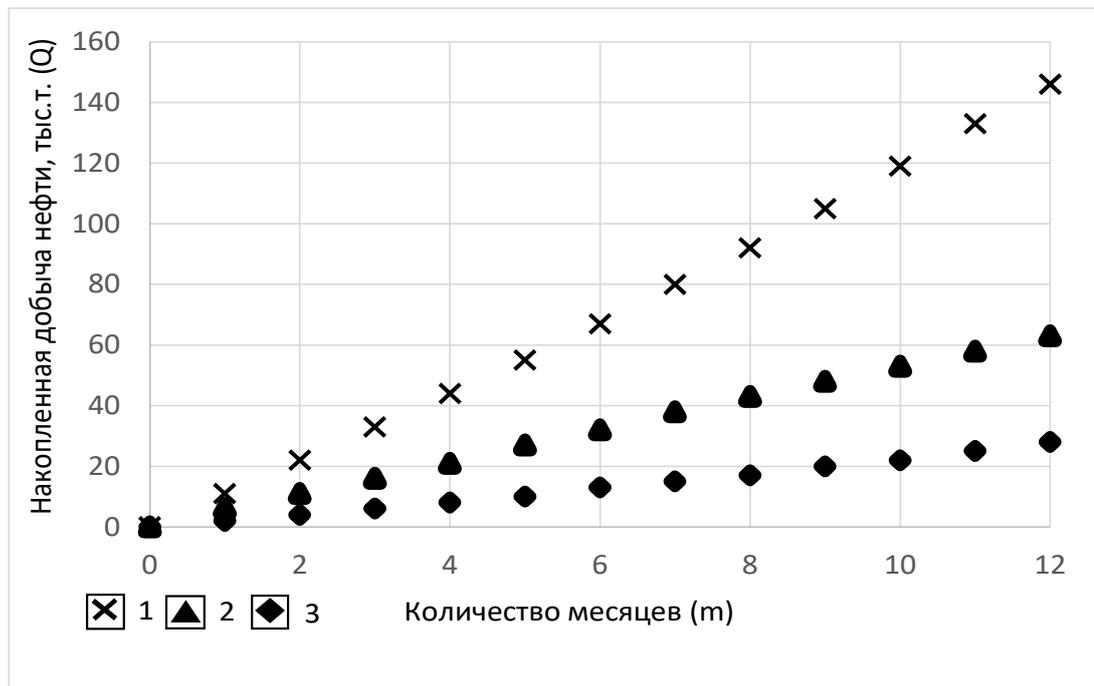


Рисунок 4.11 – Оценка влияния фациальной зональности на добычи нефти:
 1 – накопленная добыча для фации органогенных построек; 2 – накопленная добыча для фации карбонатных отмелей; 3 – накопленная добыча для фации мелководных шельфовых равнин

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 пермокарбонной залежи Усинского месторождения нефти полученная при исследовании керна информация была комплексирована с данными геофизических исследований скважин и сейсморазведки 3Д. В 2020 г. на пермокарбонной 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 – добывающих (206 скважин в краевой части залежи, 10 скважин во внутренней части залежи), 10 – нагнетательных (все в законтурной части залежи). Размещение было проведено таким образом, что каждый куст эксплуатационного бурения вскрывает фацию органогенных построек, обладающую наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами и коэффициентом вытеснения нефти.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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 ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алексин, Г. А. Перспективы поисков нефти и газа на севере Тимано-Печорской провинции / Г. А. Алексин, А. А. Клещев, Ю. А. Россихин. – М. : ВНИИОЭНГ, 1982. – 44 с.
2. Ампилов, Ю. П. Методы геолого-экономического моделирования ресурсов и запасов нефти и газа с учетом неопределенности и риска / Ю. П. Ампилов. – М. : «Геоинформмарк», 2002. – 201 с.
3. Антошкина, А. И. Рифообразование в палеозое (север Урала и сопредельные области) / А. И. Антошкина. – Екатеринбург : «УрО РАН», 2003. – 187 с.
4. Багринцева, К. И. Карбонатные породы – коллекторы нефти и газа / К. И. Багринцева. – М. : «Недра», 1977. – 231 с.
5. Багринцева, К. И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа / К. И. Багринцева. – М. : РГГУ, 1999 (II). – 285 с.
6. Балинов, В. С. Влияние физико-химических свойств на фазовые проницаемости горных пород для системы «вода – углеводородная жидкость» / К. И. Балинов // Тр. БашНИПИнефть. – 1972. – Вып. 31. – С. 104–113.
7. Белозеров, И. П. Определение относительных фазовых проницаемостей на образцах полноразмерного керна. Развитие Северо – Арктического региона: проблемы и решения // Материалы научной конференции ППС, научных сотрудников и аспирантов Северного (Арктического) федерального университета имени М. В. Ломоносова / И. П. Белозеров, М. Г. Губайдуллин, А. В. Юрьев. – Архангельск : САФУ, 2014. – С. 21–25.
8. Беляева, Н. В. Модель седиментации франско-турнейских отложений на северо-востоке Европейской платформы (в связи с формированием рифовых резервуаров) / Н. В. Беляева, А. Л. Корзун, Л. В. Петрова. – СПб. : Наука, 1998. – 154 с.
9. Березин, В. М. Фазовые проницаемости продуктивных песчаников для нефти и воды. Разработка и увеличение нефтеотдачи нефтяных месторождений /

В. М. Березин // Науч. тр. УфНИИ. – 1967. – Вып. XVII. – С. 30–41.

10. Березин, В. М. Фазовые проницаемости продуктивных песчаников для нефти и воды / В. М. Березин // Тр. УфНИИ. – 1967. – Вып. 36. – С. 40–44.

11. Берлин, А. В. О факторах, влияющих на фазовые проницаемости для нефти и воды / А. В. Берлин, В. Л. Сургучев // Сб. научн. Тр. ВНИИ. – 1984. – Вып. 87. – С. 33–40.

12. Бриллиант, Л. С. Методы расчета относительных фазовых характеристик при проектировании / Бриллиант Л. С. [и др.], под общ. ред. Л. С. Бриллианта // Оптимизация технологии разработки нефтяных месторождений : Сб. статей. – Тюмень : Печатный Дом «ЦЕССИЯ», 2008. – С. 125–135.

13. Гмид, Л. П. Атлас карбонатных пород-коллекторов / Л. П. Гмид, С. Ш. Леви. – Л. : «Недра», 1972. – 176 с.

14. Горная энциклопедия [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.mining-enc.ru/t/timano-pechorskaya-neftegazonosnaya-provinciya/>, свободный, – Загл. с экрана.

15. ГОСТ 26450.1-85. Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением. – М. : Издательство стандартов, 1985. – 7 с.

16. Губайдуллин, М. Г. Экспериментальные исследования относительных фазовых проницаемостей и коэффициента вытеснения нефти водой в сложнопостроенных коллекторах / М. Г. Губайдуллин, И. П. Белозеров, А. В. Юрьев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 2. – С. 49–52.

17. Губайдуллин, М. Г. Возможности электронного каталога горных пород для повышения эффективности анализа данных и оценки параметров залежей углеводородов [Электронный ресурс] / М. Г. Губайдуллин, Н. Г. Костин, Д. В. Глушков // Геоинформатика : теоретические и прикладные аспекты : X Международная конференция, 10–13 мая 2011 г. : тезисы докл. – К. : ВАГ, 2011. А101. – 6 с. – CD-ROM.

18. Губайдуллин, М. Г. Анализ закономерностей изменения плотности

пород и обоснование возможности использования гравиразведки для выявления нефтегазоперспективных объектов / М. Г. Губайдуллин, Г. С. Мельникова // Геология и нефтегазоносность севера Европейской части СССР. – Тюмень, 1990, С. 116–122.

19. Губайдуллин, М. Г. Прогнозирование плотностного разреза осадочного чехла севера Тимано-Печорской провинции по данным электрокаротажа / М. Г. Губайдуллин, Г. С. Мельникова // Доклад о наиболее важных отечественных достижениях в области науки, техники и производства Мингео РСФСР в 1986 г. – С. 56.

20. Гурбатова, И. П. Влияние структуры порового пространства на масштабный эффект при изучении фильтрационно-емкостных свойств сложнопостроенных карбонатных коллекторов / И. П. Гурбатова, В. А. Кузьмин, Н. Н. Михайлов // Геология нефти и газа. – 2011. – № 2. – С. 74–82.

21. Гурбатова, И. П. Особенности изучения карбонатных пород-коллекторов лабораторными методами ; Фил. ООО «ЛУКОЙЛ-инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми /И. П. Гурбатова [и др]. – Пермь : Астер Диджитал, 2017. – 264 с.

22. Гурбатова, И. П. Особенности изучения петрофизических и упругих свойств керна в сложнопостроенных коллекторах нефти и газа при моделировании термобарических пластовых условий / И. П. Гурбатова, С. В. Мелехин, А. В. Юрьев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – № 5. – С. 67–72.

23. Гурбатова, И. П. Изучение анизотропии сложнопостроенных карбонатных коллекторов лабораторными методами // И. П. Гурбатова, Н. Н. Михайлов // Актуальная проблема развития нефтегазового комплекса России : сб. тез. докл. VIII Всерос. науч.-техн. конф. – Москва, 2010. – Ч. 1. – С. 94–95.

24. Дерягин, Б. В. Поверхностные силы / Б. В. Дерягин, Н. В. Чураев, В. М. Муллер. – М. : «Наука», 1985. – 300 с.

25. Дерягин, Б. В. Вода в дисперсных системах / Б. В. Дерягин, Н. В. Чураев, Ф. Д. Овчаренко . – М : Химия, 1989. – 288 с.

26. Дмитриева, Е. В. Атлас текстур и структур осадочных горных пород. Ч. 2. – Карбонатные породы / Е. В. Дмитриева [и др.] – М. : «Недра», 1969. – 700 с.
27. Дмитриев, М. Н. Двухфазная фильтрация в трансверсально-изотропной пористой среде. Теория и эксперимент / М. Н. Дмитриев, Н. М. Дмитриев, В. В. Кадет [и др.] // Известия РАН. – 2004. – № 4. – С. 92–97.
28. Дмитриев Н. М. Экспериментальное изучение фильтрационных свойств анизотропных коллекторов углеводородного сырья / М. Н. Дмитриев, В. М. Максимов, Н. Н. Михайлов [и др.] // Бурение и нефть. – 2015. – № 11. – С. 6–9.
29. Добрынин В. М. Петрофизика : учеб. для вузов / В. М. Добрынин, Б. Ю. Вендельштейн, Д. А. Кожевников; под ред. док. физ.-мат. наук Д. А. Кожевникова. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : «Нефть и газ», 2004. – 368 с.
30. Желтов, Ю. В. Разработка сложнопостроенных месторождений вязкой нефти в карбонатных коллекторах / Ю. В. Желтов, В. И. Кудинов, Г. Е. Малофеев. – М. : «Нефть и газ», 1997. – 387 с.
31. Жемчугова, В. А. Резервуарная седиментология карбонатных отложений / В. А. Жемчугова. – М. : ООО «ЕАГЕ Геомодель», 2014. – 232 с.
32. Зайнутдинов, Р. С. Совершенствование метода определения остаточной нефтенасыщенности пластов по керну для оценки коэффициентов вытеснения нефти водой: дис. ... канд. техн. наук: 05.15.06 / Р. С. Зайнутдинов. – Уфа, 1998. – 162 с.
33. Закревский, В. И. Геологическое 3D моделирование / В. И. Закревский. – М. : Изд-во ООО ИПЦ «Маска», 2009. – 376 с.
34. Злобин, А. А. Влияние анизотропии пород и смачиваемости поверхности на остаточную нефтенасыщенность и коэффициент вытеснения / А. А. Злобин // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 4. – С. 34–37.
35. Зубков, М. Ю. Результаты исследований относительных фазовых проницаемостей разновозрастных продуктивных отложений Красноленинского месторождения / М. Ю. Зубков, О. И. Микулина, А. В. Пушин // Вестник недропользования Ханты-Мансийского автономного округа. – 2012. – № 25. – С. 42–52.

36. Костин, Н. Г. Влияние размеров исследуемых образцов керна на величину коэффициента пористости карбонатных и терригенных коллекторов / Н. Г. Костин, М. Г. Губайдуллин // Геологические опасности : материалы XV Всероссийской конференции с международным участием. – Архангельск : ИЭПС, 2009. – С. 248–250.

37. Костин, Н. Г. Вытеснение маловязкой и высоковязкой нефти за счет капиллярного впитывания воды / Н. Г. Костин, М. Г. Губайдуллин // Материалы Международной научно-практич. конф. «Перспективы и проблемы освоения месторождений нефти и газа в прибрежно-шельфовой зоне Арктики». – Архангельск : изд-во С(А)ФУ, 2010. – С. 78–82.

38. Костин, Н. Г. Особенности определения коэффициента пористости сложных карбонатных коллекторов нефти и газа при моделировании термобарических условий / Н. Г. Костин, М. Г. Губайдуллин // Проблемы рационального использования природного и техногенного сырья Баренцева региона в технологии строительных и технических материалов : Материалы IV международной конференции. – Архангельск : Институт экологических проблем Севера УрО РАН, 2010. – С. 34–37.

39. Лидер, М. Р. Седиментология. Процессы и продукты / М. Р. Лидер. – М. : «Мир», 1986. – 439 с.

40. Маскет, М. Течение однородных жидкостей в пористой среде / М. Маскет. – М. : Издательство НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2004. – 629 с.

41. Маслов, В. П. Атлас порообразующих организмов (известковых и кремневых) / В. П. Маслов. – М. : «Наука», 1973. – 268 с.

42. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов объемными методами / Под ред. В. И. Петерсилье, В. И. Пороскуна, Г. Г. Яценко. – Москва-Тверь, 2003. – 130 с.

43. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. Часть 1. Геологические модели. – М. : ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2014. – С. 47–50.

44. Михайлов, Н. Н. Масштабный эффект при лабораторном определении фильтрационно-емкостных свойств сложнопостроенных карбонатных коллекторов / Н. Н. Михайлов, И. П. Гурбатова // Технологии нефти и газа. – 2011. – № 4 (75). – С. 32–35.

45. Михайлов, Н. Н. Изучение остаточного нефтенасыщения разрабатываемых пластов / Н. Н. Михайлов [и др.]. – М. : Изд. ВНИИОЭНГ, 1990. – 59 с.

46. Михайлов, Н. Н. Экспериментальные исследования подвижности капиллярно-защемленных фаз / Н. Н. Михайлов, Р. И. Чумиков // Вестник ЦКР Роснедра. – 2009. – № 5. – С. 42–48.

47. МР-ИСМ-03-ОЛФИ-046-2013. Горные породы. Определение коэффициента открытой пористости газоволюметрическим методом. – г. Пермь: Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, 2013. – 22 с.

48. МР-П ИСМ-078-ОЛФИ-2015. Инструкция по высушиванию образцов керна до постоянной массы при определении коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением. – г. Пермь: Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, 2015. – 9 с.

49. Обстановки осадконакопления и фации: В 2-х т. Т. 2 : пер. с англ. / Под ред. Х. Рединга. – М. : «Мир», 1990. – 384 с.

50. ОСТ 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293836/4293836586.htm>, свободный, – Загл. с экрана.

51. ОСТ-39-235-89. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293835/4293835487.pdf>, свободный, – Загл. с экрана.

52. Официальный сайт «Painter by Numbers (Kaggle)» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://inejc.github.io/kaggle/2016/11/17/painter-by-numbers->

competition-on-kaggle/, свободный, – Загл. с экрана.

53. Петерсилье, В. И. Методы и аппаратура для изучения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов на образцах большого размера / В. И. Петерсилье, Э. Г. Рабиц, Ю. Я. Белов. – М. : «Недра», 1980. – 53 с.

54. Потапов, В. П. Соотношение полной и открытой пористости в карбонатных коллекторах / В. П. Потапов // Геология нефти и газа. – 1980. – № 3. – С. 49–54.

55. Путилов, И. С. Использование методов литолого-фациального анализа для уточнения геологического строения карбонатных залежей месторождений Соликамской депрессии / И. С. Путилов, И. А. Козлова, Н. А. Филькина // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 7. – С. 32–36.

56. Путилов, И. С. Трехмерное геологическое моделирование при разработке нефтяных и газовых месторождений / И. С. Путилов. – Пермь, Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-т, 2011. – 72 с.

57. Путилов, И. С. Эпоха полноразмерного керна при лабораторных исследованиях технологий повышения нефтеотдачи пластов / И. С. Путилов, П. Н. Рехачев, И. П. Гурбатова [и др.] // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т. 15, № 19. – С. 155–164. – DOI: 10.15593/2224-9923/2016.19.6

58. Селли, Р. Ч. Древние обстановки осадконакопления (пер. с англ.) / Р. Ч. Селли. – М. : «Недра», 1989. – 296 с.

59. Сечина, Л. С. Гидрофобизация пород-коллекторов как показатель трансформации углеводородного сырья / Л. С. Сечина, Е. И. Еремина, И. В. Язынина // К созданию общей теории нефтегазаносности недр: Материалы VI междунар. конф. – М. : ГЕОС, 2002. – С. 168–171.

60. Суходанова, С. С. Создание 3D-модели залежи с карбонатными трещиноватыми коллекторами на основе комплексирования гидродинамических, геофизических, сейсмических и промысловых данных (на примере нижнепермских отложений Варандейского месторождения): дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / С. С. Суходанова. – Москва, 2016. – 157 с.

61. Тульбович, Б. И. Методы изучения пород-коллекторов нефти и газа / Б. И. Тульбович. – М. : «Недра», 1979. – 301 с.
62. Фортунатова, Н. К. Атлас структурных компонентов карбонатных пород / Н. К. Фортунатова [и др.]. – М. : ВНИГНИ, 2005. – 440 с.
63. Хайрединов Н. Ш. Некоторые результаты оценки влияния способов экстракции нефтенасыщенных карбонатных пород на их коллекторские свойства / Н. Ш. Хайрединов, А. А. Губайдуллин, Е. А. Юдинцев [и др.] // Труды ТатНИПИнефть. – Бугульма. – 1987. – №. 60. – С.103–109.
64. Чехович, П. А. Карбонатные платформы в раннепалеозойских осадочных бассейнах. Седиментационные характеристики и методы изучения / П. А. Чехович // Жизнь Земли. Геология, геодинамика, экология, музеология. Т. 32. Сб. науч. тр. Музея землеведения – М. : МГУ, 2010. – С. 104–132.
65. Шванов, В. Н. Систематика и классификация осадочных пород и их аналогов / В. Н. Шванов, В. Т. Фролов, Э. И. Сергеева. – СПб. : «Недра», 1998. – 521 с.
66. Школле, Ф. Глубокое обучение на Python / Ф. Школле. – СПб. : «Питер», 2018. – 400 с.
67. Юрьев, А. В. Определение относительных фазовых проницаемостей на образцах полноразмерного керна / А. В. Юрьев, И. П. Белозеров // Материалы I Всероссийской молодежной научно-технической конференции нефтегазовой отрасли «Молодая нефть». – Красноярск : Издательство СФУ. – 2014. – С. 93–99.
68. Юрьев, А. В. Определение относительных фазовых проницаемостей и коэффициентов вытеснения нефти водой на образцах полноразмерного керна / А. В. Юрьев, И. П. Белозеров, В. Е. Шулев // Материалы VII Всероссийской конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых». – Пермь : Издательство ПНИПУ, 2014. – С. 342–345.
69. Юрьев, А. В. Определение коэффициента вытеснения нефти водой на образцах полноразмерного керна / А. В. Юрьев, В. Е. Шулев // Вестник САФУ. – 2015. – № 2. – С. 28–34.
70. Юрьева, З. П. Нижнедевонская карбонатная клиноформа Хорейверской

впадины Тимано-Североуральского региона (стратиграфия, корреляция) / З. П. Юрьева, Йю Валиукевичиус // Литосфер». – 2014. – № 2. – С. 26–38.

71. Юрьева, З. П. Нижний девон Варандей-Адзвинской структурной зоны (стратиграфия, корреляция) / З. П. Юрьева, Йю Валиукевичиус // Вестник Института геологии Коми НЦ УрО РАН [20]. – 2012. – № 5. – С. 6–10.

72. Юрьева, З. П. Обломочные карбонаты пограничных отложений верхнего и нижнего девона / З. П. Юрьева [и др.] // Литология и нефтегазоносность карбонатных отложений : материалы Второго всероссийского литологического совещания и Восьмого всероссийского симпозиума по ископаемым кораллам и рифам. – Сыктывкар : Геопринт, 2001. – С. 116–118.

73. Юрьева, З. П. Пелоиды – индикаторы регрессии в среднеовинпармское время (Тимано-Печорский регион). Рифы и карбонатные псефитолиты : материалы Всероссийского литологического совещания / З. П. Юрьева. – Сыктывкар : Институт геологии Коми НЦ УрО РАН, 2010. – С. 198–199.

74. Юрьева, З. П. Событийные рубежи как основа литофациальной модели лохковских отложений на северо-востоке Тимано-Печорской провинции / З. П. Юрьева, Л. Л. Шамсутдинова // Вестник Института геологии Коми НЦ УрО РАН. – 2015. – № 8. – С. 9–14.

75. Abrams, M. A. Oil families and their potential sources in the northeastern Timan Pechora basin, Russia / M. A. Abrams, A. M. Apanel, O. M. Timoshenko [et al.] // American Association of Petroleum Geologists Bulletin. – Vol. 83. – 1999. – P. 553–577.

76. Advances in core evaluation. Accuracy and precision in reserves estimation // Reviewed Proceedings of the First Society of Core Analysts European Core Analysis Symposium. – London, 1990. – 567 p.

77. Arabjamaloei, R. Validation of permeability and relative permeability data using mercury injection capillary pressure data / R. Arabjamaloei, D. Daniels, E. Ebeltoft. – Norway. : SCA, 2018.

78. Atkinson, B. Core Analysis of Fractured Dolomite in the Permian Basin, Trans / B. Atkinson, D. Johnston. – AIME, 1949. – P. 128–179.

79. Auman, J. B. A Laboratory Evaluation of Core-Preservation Materials / J. B. Auman // SPE Form. Eval. – 1989. – Vol. 4, № 01. – P. 53–55.

80. Batycky, J. P. Simulation of Miscible Displacement in Full-Diameter Carbonate Cores / J. P. Batycky, B.B Maini, D.B. Fisher // Society of Petroleum Engineers Journal. – 1982. – Vol. 22, № 9233-PA. – P. 647–657.

81. Bynum Jr., R. S. Whole-Core Analysis Methods and Interpretation of Data from Carbonate Reservoirs / R. S. Bynum, Jr., E.H. Koepf // Journal of Petroleum Technology. – 1957. – Vol. 9, № 11. – P. 11–15.

82. Carrillo, E. R. Improvements in Routine Core Analysis on Whole Core. / E. R. Carrillo, J. F. Arango // SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 1–3 December, Lima, Peru. – 2010.

83. Charles, B. How to Analyze Large Core Samples, Oil and Gas JOLlr / B. Charles, J.W. Spurlock. – 1952. – Sept. №15. – P. 51–89.

84. Chilingarin, G. V., Carbonate reservoir characterization : a geologic – engineerin analysis, part 2 / G. V. Chilingarin, S. J. Mazzullo, H.H. Rieke. – Elsevier, 1996. – 993 p.

85. Chini, R. F. Statisticheskie metody v geologii [Статистические методы в геологии] / R. F. Chini. – Moscow. : Mir, 1986. – 189 p.

86. Collins, R. E. Determination of the Traverse Permeabilities of Large Core Samples from Petroleum Reservoirs / R. E. Collins. – JOLlr. Of Appl. Phys. 1952. – 681 p.

87. Dementev, L. F. Statisticheskie metody obrabotki i analiza promyslovo-geologicheskikh dannykh [Статистические методы обработки и анализа промыслово-геологических данных] / L. F. Dementev. – Moscow. : Nedra, 1966. – 206 p.

88. Denney, D. Whole Core vs. Plugs : Integrating Log and Core Data to Decrease Uncertainty in Petrophysical Interpretation and Oil-In-Place Calculations / D. Denney // Journal of Petroleum Technology. – 2011. – Vol. 63, № 0811-0058-JPT. – P. 58–60.

89. Dougias, R. Reconsidering Klinkenbergs permeability data / R. Douglas, R.

Rasoul. – Norway : SCA, 2018.

90. Faurissoux, P. A fast method for trapped gas determination / P. Faurissoux. – Norway : SCA, 2018.

91. Heafford, A. The geology of Palaeozoic hydrocarbons in the eastern European USSR and their relevance to the Barents shelf, in Vorren / A. Heafford // Arctic geology and petroleum potential, Norwegian Petroleum Society (NPF) Special Publication №2. – Amsterdam, The Netherlands : Elsevier Science Publishers B.V., 1999. – P. 261–271.

92. Herrera, R. G. On the Petrophysics of Carbonate Reservoirs Through Whole Core Analysis / R. G. Herrera // Society of Petroleum Engineers, International Petroleum Conference and Exhibition of Mexico, 10–13 October. – Veracruz, Mexico, 1994.

93. Honarpour, M. M. Effects of Rock Heterogeneity on Relative Permeability : Implications for Scaleup / M. M. Honarpour, A.S. Cullick, N. Saad. N. V. Humphreys // JPT. – 1995. – P. 980–986.

94. Honarpour, M. M. Whole Core Analysis – Experience and Challenges, Society of Petroleum Engineer / M. M. Honarpour, F. Djabbarah Nizar, K. Sampath. – SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2006.

95. Honarpour, M. M. Relative-Permeability Measurements : An Overview / M. M. Honarpour, S.M. Mahmood // Journal of Petroleum Technology. – 1998. – Vol. 40, № 18565. – P. 15–19.

96. Hunt, P. K. Core Preservation With a Laminated, Heat-Sealed Package / P.K. Hunt, S. L. Cobb // SPE Form. Eval. – 1988. – Vol. 3, № 04. – P. 691–695.

97. Institute, A. P. Recommended Practices for Core Analysis / A. P. Institute // API Recommended Practice 40. – 2nd ed. – Washington, D.C., USA : American Petroleum Institute (API), 1998. – 220 p.

98. Jodry, R. L. Pore Geometry of Carbonate Rocks and Capillary Pressure Curves / R. L. Jodry // Carbonate Reservoir Characterization : A Geologic-Engineering Analysis – Part I. – Amsterdam, The Netherlands. : Elsevier, 1992. – P. 331–337.

99. Johnson, N. L. Statistics and experimental design / N. L. Johnson, F. C.

Leone. New York – London – Sydney – Toronto, 1977. – 606 p.

100. Kelton, F. C. Analysis of Fractured Limestone Cores, Trans / F. Kelton. – AIME, 1949. – P. 189–225.

101. Kovalevskiy E. Geological Modelling on the Base of Geostatistics / E. Kovalevskiy // Course note. Student Lecture Tour, Russia & CIS, 2011–2012.

102. Lander, L. Whole-Rock Elemental Data as an Aid in Log Interpretation : Low-Resistivity Reservoir Case Study / L. Lander [et al.] // SPE Latin America and Caribbean Heavy and Extra Heavy Oil Conference, 19–20 October, Lima, Peru, 2016.

103. McPhee, C. A. Relative Permeability Measurements : An Inter-Laboratory Comparison / C. A. McPhee, K. G. Arthur // European Petroleum Conference, 25–27 October. – London, United Kingdom, 1994. – P. 199–211.

104. Mirzadzhanzade, A. Kh. Matematicheskaya teoriya eksperimenta v dobyche nefiti i gaza [Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа] / A. Kh. Mirzadzhanzade, G.S. Stepanova. – Moscow : Nedra, 1977. – 228 p.

105. Montgomery, D. C. Introduction to liner regression analysis / D. C. Montgomery, E.A. Peck. New York : John Wiley & Sons, 1982. – 504 p.

106. MSCL-S : Multi-Sensor Core Logger Non-Destructive Continuous Core Scanning for Industry & Research. Geotek Limited, 2017. – P. 5.

107. Nikolaevskii, V. N. Governing equations of plastic deformation of a granular medium: PMM vol. 35, № 6, 1971, pp. 1070–1082 / V. N. Nikolaevskii // Journal of Applied Mathematics and Mechanics. – 1971. – Vol. 35, № 6. – P. 1017–1029.

108. Pruno, S. Measurement of spontaneous imbibition capillary pressure saturation and resistivity index by counter technique at net reservoir stress and elevated temperature / S. Pruno, H.E. Rodvent, O. Scjaeveland. – Norway : SCA, 2018.

109. Recommended Practice for Core Analysis. API. RP 40. – second edition. – American Petroleum Institute, 1998. – 236 p.

110. Saad, N. Effective Relative Permeability in Scale-Up and Simulation / N. Saad, A.S. Cullick, M. M. Honarpour // SPE Rocky Mountain Regional Low Permeability Reservoir Symposium. –Denver CO, 1995.

111. Samaniego, V. F. Fluid Flow Through Carbonate Rock Systems / V. F. Samaniego, H. Cinco Ley, G. C. Dominguez [et al.] // Carbonate Reservoir Characterization : A Geologic-Engineering Analysis – Part I. – New York : Elsevier, 1992. – P. 439–503.
112. Sharapov, I. P. Primenenie matematicheskoi statistiki v geologii [Применение математической статистики в геологии] / I. P. Sharapov. – Moscow : Nedra, 1965. – 260 p.
113. Shaw, D. Insights, trends and challenges associated with measuring goal relative permeability / D Shaw [et al.]. – Norway : SCA, 2018. – 10 p.
114. Skopec, R. A. Proper Coring and Wellsite Core Handling Procedures : The First Step Toward Reliable Core Analysis / R. A. Skopec // J. Pet. Tech. April. – 1994. – 280 p.
115. Tucker, M. E. Carbonate sedimentology / M. E. Tucker, V. P. Wright. Blackwell Science Ltd, 1990. – 484 p.
116. Unalmiser, S. Engineering Core Analysis / S. Unalmiser, J.J. Funk // Journal of Petroleum Technology. – 1998. – Vol. 50, № 36780-JPT. – P. 106–114.
117. Watson, G. S. Statistic on spheres. / G. S. Watson. – New York : John Wiley and Sons, Inc., 1983. – 238 p.
118. Yarus, J. M. Stochastic modeling and geostatistics / J. M. Yarus. – Tulsa, Oklahoma, USA: AAPG, 1994. – 231 p.
119. Zekri, A. Y. Relative Permeability Measurements of Composite Cores, an Experimental Approach / A. Y. Zekri, R. A. Almehaideb // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 8–10 October, Melbourne, Australia, 2002. – 247 p.
120. Zekri, A. Y. Use of Laser Technology for the Treatment of Asphaltene / A. Y. Zekri, S. A. Shedid, H. Alkashef. – Oklahoma City, USA : Penn Well Books, 2001 – 53 p.