

**РАЗНИЦЫН АЛЕКСАНДР ВЯЧЕСЛАВОВИЧ**

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИЗУЧЕНИЯ КАРБОНАТНЫХ  
ПОРОД НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ МЕТОДОМ ЯДЕРНОГО  
МАГНИТНОГО РЕЗОНАНСА**

25.00.12 – Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений

Автореферат диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

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

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

Официальные оппоненты: **Карасева Татьяна Владимировна,**  
доктор геолого-минералогических наук, доцент  
заведующий кафедрой региональной и нефтегазовой геологии Федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Пермский государственный национальный исследовательский университет»

**Морозюк Олег Александрович,**  
кандидат технических наук, доцент  
эксперт Центра исследований кернa ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Ведущая организация: АО «КамНИИКИГС»

Защита диссертации состоится 21 декабря 2021 года в 16.00 часов на заседании диссертационного совета Пермского национального исследовательского политехнического университета Д ПНИПУ.05.05 по адресу: 614990, г. Пермь, Комсомольский пр-т, д. 29, ауд. 345.

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

Автореферат разослан «\_\_» \_\_\_\_\_ 2021 года.

Ученый секретарь  
диссертационного совета Д ПНИПУ.05.05,  
кандидат технических наук, доцент

Мелехин А.А.

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность темы исследования.** Значительная часть мировых запасов углеводородов приурочена к карбонатным коллекторам, характеризующимся сложным строением пустотного пространства. Подсчет запасов и проектирование разработки таких залежей требуют детального изучения структуры порового пространства, которая напрямую определяет коллекторские свойства пород. Единственным прямым источником информации о строении пустотного пространства коллекторов является изучение ядра лабораторными методами. В настоящее время в практике лабораторных исследований для изучения структуры пустотного пространства разработан и применяется большой набор методов, основанных на различных физических принципах. Одним из таких методов является метод ядерного магнитного резонанса (ЯМР). Данный метод, начиная со второй половины XX века, широко применяется при изучении петрофизических характеристик горных пород и свойств флюидов, однако потенциал метода остается далеко не раскрытым. При этом каждый из лабораторных методов отражает отдельные аспекты строения пустотного пространства пород и обладает своими достоинствами и недостатками. Для полного описания структуры порового пространства сложнопостроенных карбонатных коллекторов требуется комплексный подход. Знание полученной информации позволит значительно улучшить качество петрофизического обеспечения геологического и гидродинамического моделирования месторождений, которые содержат углеводородные залежи, приуроченные к карбонатным отложениям, характеризующимся сложным строением пустотного пространства, и, следовательно, повысить точность подсчета запасов углеводородов и эффективность их разработки.

**Степень разработанности темы исследования.** Изучению петрофизических характеристик продуктивных отложений методом ЯМР посвящен ряд работ отечественных и зарубежных исследователей. В нашей стране значительный вклад в развитие применения метода ЯМР для решения прикладных задач нефтегазовой отрасли внесли Злобин А.А., Аксельрод С.М., Неретин В.Д., Вавилин В.А., Былина Э.А., Белорай Я.Л., Зеленов А.С., Мурцовкин В.А., Денисенко А.С., Топорков В.Г., Шумскайте М.Й., Глинских В.Н., Борисенко С.А., Карасева Т.В., Джафаров И.С., Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф., Морозюк О.А. и др. За границей изучением вопросов определения петрофизических свойств горных пород методом ЯМР занимались G.R. Coates, L. Xiao, M.G. Prammer, R.L. Kleinberg, R.J.S. Brown, I. Fatt, W.E. Kenyon, D.P. Green, K.J. Dunn, M. Fleury, D.M. Marschall, D. Veselinovic, R. Kausik, B. Nicot и др. Большинство работ ученых направлено на развитие способов обработки и интерпретации данных ЯМР-исследований при определении петрофизических характеристик продуктивных отложений. Несмотря на большое количество проведенных исследований и опубликованных работ потенциал метода ЯМР остается еще далеко не раскрытым. К тому же, многие работы сконцентрированы лишь на применении метода ЯМР для определения конкретных петрофизических параметров без рассмотрения его использования именно в комплексе лабораторных методов и всестороннего анализа полученной информации. Более того, активное развитие технических характеристик применяемых ЯМР-релаксометров позволяет значительно расширить круг определяемых параметров и использовать метод для решения нетривиальных задач.

**Целью работы** является повышение эффективности изучения карбонатных пород нефтегазовых залежей путем разработки методических подходов к применению метода ЯМР в комплексе лабораторных исследований ядра.

В соответствии с целью работы сформулированы следующие **основные задачи исследования:**

1. Выполнить обзор методов исследования структуры пустотного пространства горных пород: изучить физические основы, определить достоинства и недостатки, а также измеряемые характеристики.

2. Разработать и реализовать методический подход к петрофизической типизации сложнопостроенных карбонатных пород по данным лабораторного изучения керна на примере продуктивных отложений, характеризующихся преимущественным влиянием на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) вторичных преобразований.

3. Выделить и описать литолого-петрофизические типы карбонатных пород по данным ЯМР с учетом их литологических особенностей на примере продуктивных отложений, характеризующихся зависимостью ФЕС от структурных особенностей пород.

4. Провести сопоставление литолого-петрофизических и петрофизических типов карбонатных пород, выделенных по предложенным подходам.

**Объектом исследования** является керн ассельско-сакмарских продуктивных отложений Ярейюского месторождения (Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция, Россия) и продуктивных отложений формации Мишриф месторождения Западная Курна-2 (Месопотамская нефтегазоносная провинция, Республика Ирак).

**Предметом исследования** является структура пустотного пространства изучаемых отложений.

**Научная новизна** работы заключается в следующем:

1. Предложен новый подход к петрофизической типизации сложнопостроенных карбонатных пород, основанный на комплексировании результатов стандартных и ЯМР-исследований керна, а также данных петрографического описания шлифов.

2. Впервые показана возможность выделения литолого-петрофизических типов сложнопостроенных карбонатных пород, основанного на результатах интерпретации данных ЯМР-исследований керна и микролитологического описания шлифов.

3. Построены петрофизические зависимости на основе выделения петротипов изучаемых отложений.

**Теоретическая и практическая значимость работы** состоят в следующем:

1. Показанные возможности использования метода ЯМР в комплексе лабораторных исследований керна дают предпосылки к развитию новых способов интерпретации результатов ЯМР-релаксометрии и расширяют область применения данного метода.

2. Предложенные подходы литолого-петрофизической и петрофизической типизации отложений изучаемых месторождений могут быть применены для выделения типов сложнопостроенных карбонатных пород, слагающих продуктивные пласты других месторождений нефти и газа (акт о внедрении Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми).

3. Построенные петрофизические зависимости исследуемых залежей нефти и газа необходимо использовать при петрофизическом обеспечении геолого-гидродинамического моделирования, что позволит значительно повысить точность подсчета запасов и эффективность системы разработки.

**Методология и методы исследования.** Поставленные в работе задачи решались путем проведения лабораторных исследований керна и интерпретации полученных результатов. Обработка и анализ данных производились с привлечением методов математической статистики. Для выполнения работы использовались результаты стандартных (определение пористости, абсолютной газопроницаемости, удельного электрического сопротивления и т.д.)

и специальных (ЯМР-исследования, капилляриметрические исследования в системе «газ-вода») исследований керна.

**Положения, выносимые на защиту:**

1. Комплекс информативных петрофизических параметров, получаемых по данным стандартных и ЯМР-исследований керна, которые позволяют выделять литолого-петрофизические и петрофизические типы сложнопостроенных карбонатных пород месторождений нефти и газа.

2. Математико-статистические модели на основе информативных петрофизических параметров, позволяющие прогнозировать литолого-петрофизические и петрофизические типы сложнопостроенных карбонатных пород месторождений нефти и газа.

3. Схематические модели строения пустотного пространства выделенных петрофизических типов сложнопостроенных карбонатных пород, которые могут быть использованы при обосновании петрофизических моделей месторождений нефти и газа.

**Степень достоверности результатов работы** обусловлена привлечением значительного объема геологических данных, проведением лабораторных исследований на современном поверенном оборудовании в соответствии с утвержденными государственными, отраслевыми и производственными методиками измерений, применением при анализе и обработке экспериментальных данных известных методов математической статистики. Лабораторные исследования выполнены в аккредитованном испытательном центре – «Центре исследования керна и пластовых флюидов» Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми. В качестве исходной информации для разработки методических подходов использованы результаты исследований более 750 образцов керна, а также данные литологического описания более 500 петрографических шлифов продуктивных отложений двух углеводородных месторождений: Западная Курна-2 (Месопотамская нефтегазоносная провинция, Республика Ирак) и Ярейюское месторождение (Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция, Российская Федерация).

**Апробация и реализация результатов исследования.** Основные положения работы и результаты исследований докладывались и обсуждались на следующих конкурсах и конференциях: ежегодная Всероссийская научно-практическая конференция «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (г. Пермь, 2019), ежегодная научно-практическая конференция «Карбонатные резервуары» (г. Москва, 2019, 2020), конкурс молодых работников ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» на лучшую научно-техническую разработку (г. Пермь, 2019), ежегодная международная молодежная научная конференция «Нефть и газ» (г. Москва, 2020), ежегодный конкурс Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми на лучшую научно-техническую разработку молодых ученых и специалистов (г. Пермь, 2020, 2021), международная научная конференция «Новые направления нефтегазовой геологии и геохимии. Развитие геологоразведочных работ» (г. Пермь, 2019).

По теме диссертации опубликовано 7 печатных работ, в том числе 2 статьи в изданиях, рекомендованных Высшей аттестационной комиссией при Министерстве науки и высшего образования Российской Федерации, и 1 работа в журнале, индексируемом в международных базах данных Scopus, Web of Science и GeoRef.

**Структура и объем работы.** Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения, списка использованной литературы, включающего 109 наименований. Текст изложен на 129 страницах машинописного текста, включает 15 таблиц, 51 рисунок, 1 приложение.

Автор выражает искреннюю признательность и благодарность своему научному руководителю – доктору технических наук, доценту Путилову Ивану Сергеевичу за постоянное внимание к работе и ценные советы при ее написании. Автор считает своим долгом выразить благодарность своему наставнику в области ЯМР-исследований керна – Вавилину Виктору Алексеевичу, а также коллегам – сотрудникам Центра исследования керна и пластовых флюидов Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми.

## ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

**Во введении** обоснована актуальность диссертационного исследования, сформулированы цель и основные задачи работы, а также ее научная новизна, защищаемые положения, теоретическая и практическая значимость.

**В первой главе** «Обзор методов исследования структуры пустотного пространства горных пород» приведена обширная характеристика методов изучения строения порового пространства горных пород.

Единственным прямым источником информации о структуре пустотного пространства являются лабораторные методы исследования кернового материала. Все методы изучения структуры пустотного пространства горных пород принято делить на две группы: прямые, заключающиеся в непосредственном (визуальном) исследовании характеристик пустотного пространства, и косвенные.

Особое внимание в главе уделено методу ЯМР: детально описаны физические основы метода, определяемые петрофизические характеристики, методы обработки и интерпретации полученных данных.

Обстоятельный анализ методов исследования структуры пустотного пространства горных пород позволил сделать ряд выводов. Во-первых, все методы имеют в своей основе различную физическую природу и, как следствие, дают разную информацию (форма пустот, размер, генезис и т.д.) о строении пустотного пространства отложений, обладают разной разрешающей способностью, что обуславливает детальность проводимых исследований, а также характеризуются своими достоинствами и недостатками. Во-вторых, единственно правильным решением при изучении структуры пустотного пространства сложнопостроенных карбонатных пород углеводородных месторождений является применение комплекса методов на одном и том же образце керна, а в случае невозможности (разрушающий метод) – отбор образца-дубликата. В-третьих, несмотря на большое количество проведенных исследований и публикаций потенциал метода ЯМР остается далеко не раскрытым: его включение в программу лабораторных исследований керна сложнопостроенных карбонатных отложений месторождений нефти и газа и комплексный анализ результатов проведенных ЯМР-исследований совместно с данными других методов позволяют всесторонне изучать особенности строения пустотного пространства продуктивных отложений и, в результате, повышают качество петрофизического обеспечения геологического и гидродинамического моделирования залежей углеводородов.

**Во второй главе** «Разработка методического подхода к петрофизической типизации сложнопостроенных карбонатных пород по данным лабораторного изучения керна (на примере керна Ярейюского месторождения)» представлен подход к выделению петрофизических типов сложнопостроенных карбонатных отложений, основанный на комплексировании результатов стандартных (определение коэффициентов пористости и газопроницаемости) и специальных (ЯМР-исследования) исследований керна, а также данных

петрографического описания шлифов. Объектом исследования является керн ассельско-сакмарских отложений одной из скважин Ярейюского месторождения. Накопление осадков происходило на мелководном шельфе Печорского палеобассейна.

В начале главы приведен литературный обзор по вопросу выделения петротипов пород. Все методы выделения петрофизических типов пород можно разделить условно по классифицируемым признакам на 4 группы: петрофизические, литологические, литолого-петрофизические и интегрированные.

В результате детального анализа данных петрографического описания шлифов и исследования петрофизических свойств было выявлено, что пустотное пространство изучаемых отложений в большей степени определяется влиянием вторичных преобразований, нежели структурными особенностями породы. Среди всех процессов наибольшее влияние на структуру пустотного пространства оказывают кальцитизация (в частности, залечивание трещин), стилолитизация и образование открытых трещин, а также выщелачивание.

Для решения задачи петротипизации предлагается использование двух показателей:

1). Структурный параметр (назовем условно  $N$ ), определяемый по результатам стандартных исследований и равный:

$$N = \sqrt{\frac{K_{\text{пр}}}{K_{\text{оп}}}} \quad (1)$$

где  $N$  – структурный параметр, мД<sup>0,5</sup>;  $K_{\text{пр}}$  – коэффициент абсолютной газопроницаемости, мД;  $K_{\text{оп}}$  – коэффициент открытой пористости, д. ед. Данный параметр отражает фильтрационный потенциал породы и чувствителен к наличию в образцах керна открытых трещин и стилолитов.

2). Отношение индекса свободного флюида к индексу связанного флюида (назовем условно  $M$ ), определяемый по данным ЯМР-исследований и равный:

$$M = \frac{\text{FFI}}{\text{BVI}} \quad (2)$$

где  $M$  – отношение индекса свободного флюида к индексу связанного флюида, ед.;  $\text{FFI}$  – индекс свободного флюида (равен сумме вкладов в общую пористость эффективной и каверновой пористостей), д. ед.;  $\text{BVI}$  – индекс связанного флюида (равен сумме вкладов в общую пористость глинисто-связанной воды и микропористости и капиллярно-связанной воды), д. ед. Данный показатель отражает емкостный потенциал породы и чувствителен к проявлению процессов выщелачивания в отложениях и, соответственно, развитию каверн. Еще одним параметром, пропорциональным средневзвешенному размеру слагающих пустотное пространство породы пустот и, соответственно, зависимым от содержания каверновой составляющей, является среднелогарифмическое значение времен поперечной релаксации, определяемое по формуле:

$$T_2 \log \text{mean} = 10 \frac{\sum K_{\text{ni}} \log(T_{2j})}{\sum K_{\text{ni}}} \quad (3)$$

где  $T_2 \log \text{mean}$  – среднелогарифмическое значение времен поперечной релаксации, мс;  $K_{\text{ni}}$  –  $i$ -ая пористость, д. ед., соответствующая  $j$ -ому значению  $T_{2j}$ , мс. Применение именно параметра  $M$  при петрофизической типизации обосновано статистически с использованием  $t$ -критерия Стьюдента. Вся выборка образцов была поделена на две части с привлечением данных по микролитологическому описанию шлифов: образцы, для которых характерно проявление процессов выщелачивания, и образцы, для которых наличие данного вторичного преобразования не установлено. Несмотря на то, что по обоим показателям две группы

образцов статистически отличаются друг от друга, различия по параметру М являются более значимыми (значение p-value на несколько порядков меньше).

Для дальнейшего выделения петрофизических типов введем комплексный параметр, который равен:

$$P_{\text{комп}} = \frac{N}{M} = \frac{\sqrt{\frac{K_{\text{пр}}}{K_{\text{оп}}}}}{\frac{FFI}{BVI}} \quad (4)$$

На рисунке 1 приведена кумулятивная кривая десятичного логарифма комплексного параметра, наложенная на диаграмму распределения постседиментационных процессов по интервалам десятичного логарифма комплексного параметра. На диаграмме распределения постседиментационных процессов по оси абсцисс отложен десятичный логарифм комплексного параметра с шагом 0,5, а по оси ординат – доля шлифов, по которым выявлено проявление того или иного процесса, от общего количества шлифов в данном интервале комплексного параметра. По диаграмме видно, что для различных интервалов комплексного параметра характерно преимущественное влияние тех или иных вторичных преобразований, что свидетельствует о том, что величина комплексного параметра (соответственно и структура пустотного пространства) изучаемых отложений определяется проявлением конкретных постседиментационных процессов. Для разделения образцов на петротипы на кумулятивной кривой были выделены линейные участки.

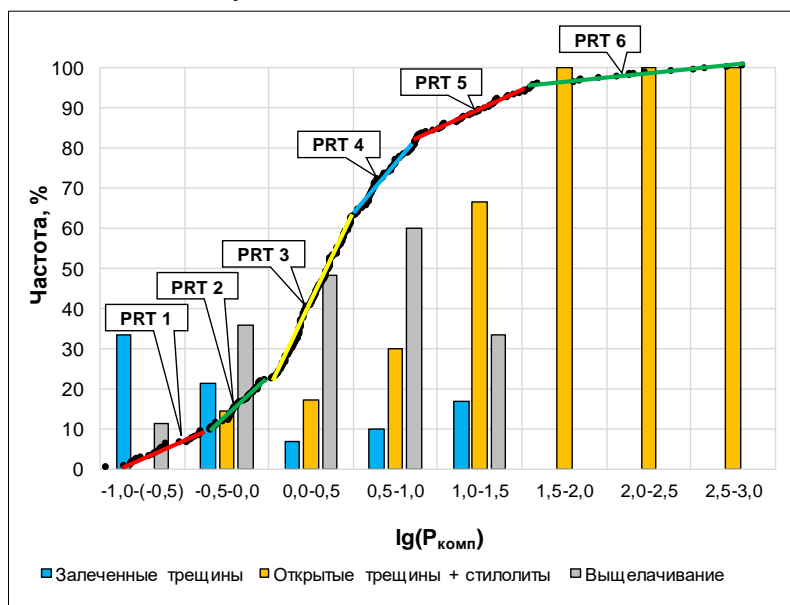


Рис. 1. Кумулятивная кривая параметра  $\lg(P_{\text{комп}})$ , совмещенная с диаграммой распределения вторичных преобразований по интервалам комплексного параметра

Совместный анализ данных петрографического описания шлифов, результатов капиллярметрических, ЯМР и стандартных исследований позволил выявить характерные черты пустотного пространства и влияния на него постседиментационных процессов для выделенных петрофизических типов.

Таблица 1 отражает строение пустотного пространства выделенных типов пород и статистические характеристики петрофизических свойств, количественно описывающих его: структурный параметр (N); отношение индекса свободного флюида к индексу связанного флюида (M); среднелогарифмическое значение времен поперечной релаксации ( $T_2 \log \text{mean}$ ); электрическая извилистость поровых каналов ( $T_{эл}$ ), определяемая по результатам измерения коэффициента открытой пористости и удельного электрического сопротивления (УЭС) (для



породы с простейшей геометрией пор  $T_{эл} = 1$ , с усложнением геометрии пустот  $T_{эл}$  растет); средний радиус поровых каналов ( $R_{пор}$ ), определенный по данным капилляриметрических исследований; коэффициенты абсолютной газопроницаемости ( $K_{пр}$ ), открытой пористости ( $K_{оп}$ ) и остаточной водонасыщенности ( $K_{ов}$ ).

Для изученной коллекции образцов установлены основные диагностические признаки отличий структуры пустотного пространства выделенных петрофизических типов по данным капилляриметрических и ЯМР-исследований. Выделенные петротипы достаточно хорошо прослеживаются по осредненным данным, результаты двух методов в большей своей части сопоставимы. В качестве примера на рисунке 2 приведены осредненные распределения поровых каналов по размерам, определенные по данным капилляриметрических исследований (метод полупроницаемой мембраны), совмещенные с осредненными распределениями нормализованных значений ЯМР-пористости по временам поперечной релаксации  $T_2$  для PRT 1 и PRT 4. По приведенному рисунку видно, что для обоих типов наблюдается преимущественное содержание в пустотном пространстве поровых каналов радиусом менее 0,12 мкм. Подобная картина проявляется по результатам ЯМР-исследований: модальные значения распределений времен поперечной релаксации приблизительно равны (398 мс для PRT 1 и 200 мс для PRT 4). Для PRT 4 фиксируется значительное увеличение содержания поровых каналов радиусом более 29 мкм, которое приводит к их бимодальному распределению. По результатам ЯМР аналогично информации, полученной в ходе интерпретации капилляриметрических исследований, для PRT 4 установлено наличие двух групп пустот: первая группа пустот характеризуется модальным значением времен поперечной релаксации 200 мс, а вторая – около 1413 мс. Вероятнее всего, вторая мода соответствует времени релаксации флюида в кавернах.

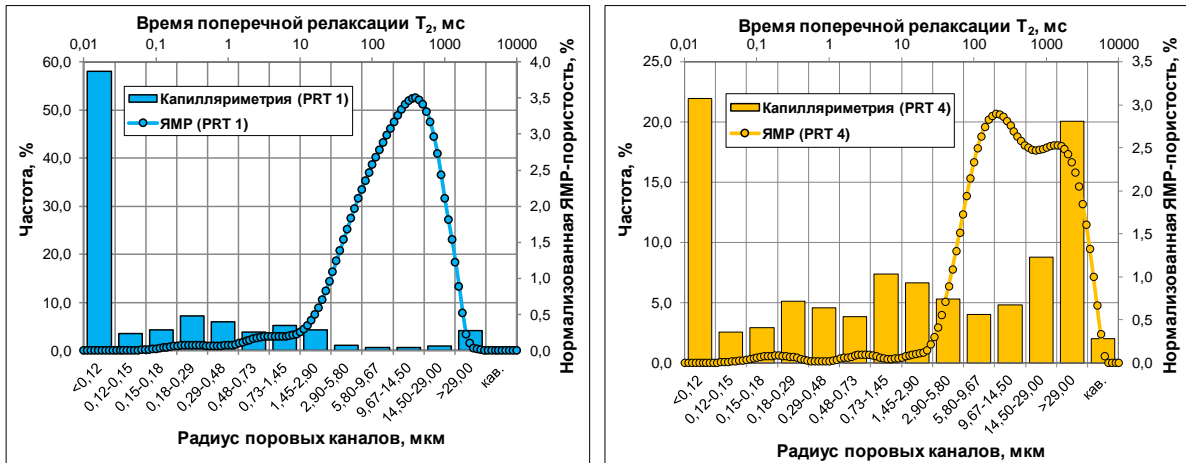


Рис. 2. Осредненные распределения поровых каналов по размерам и нормализованных значений ЯМР-пористости по временам поперечной релаксации  $T_2$  PRT 1 (слева) и PRT 4 (справа)

Для прогноза петрофизических типов по предложенным показателям построены линейные дискриминантные функции (ЛДФ), имеющие следующий вид (рисунок 3):

$$Z_1 = 8,62350 \lg \sqrt{\frac{K_{пр}}{K_{оп}}} - 7,52470 \lg \frac{FFI}{BVI} + 3,42288; \text{ при } R = 0,918, \chi^2 = 36,945, p = 9,495 \cdot 10^{-9} \quad (5)$$

$$Z_2 = 7,89569 \lg \sqrt{\frac{K_{пр}}{K_{оп}}} - 7,54933 \lg \frac{FFI}{BVI} - 1,00357; \text{ при } R = 0,854, \chi^2 = 52,357, p = 4,274 \cdot 10^{-12} \quad (6)$$

$$Z_3 = 7,63886 \lg \sqrt{\frac{K_{пр}}{K_{оп}}} - 7,44430 \lg \frac{FFI}{BVI} - 2,54875; \text{ при } R = 0,790, \chi^2 = 33,257, p = 6,003 \cdot 10^{-8} \quad (7)$$

## Петрофизические характеристики выделенных петротипов

Характеристики	PRT 1	PRT 2	PRT 3	PRT 4	PRT 5	PRT 6
Фотографии шлифов (X – скрещенные николи,    – параллельные николи)						
Схематическое строение пустотного пространства						
Условные обозначения к схемам						
N, мД <sup>0,5</sup>	$\frac{0,16 \pm 0,05}{0,12-0,31}$	$\frac{1,17 \pm 0,80}{0,16-2,26}$	$\frac{5,27 \pm 3,83}{0,96-15,61}$	$\frac{17,19 \pm 10,02}{4,37-34,79}$	$\frac{20,22 \pm 11,71}{5,37-41,10}$	$\frac{34,94 \pm 24,61}{18,32-71,48}$
M, ед.	$\frac{0,78 \pm 0,28}{0,43-1,24}$	$\frac{1,82 \pm 1,40}{0,33-4,66}$	$\frac{2,81 \pm 1,91}{0,46-9,47}$	$\frac{3,90 \pm 3,01}{1,19-10,08}$	$\frac{1,21 \pm 0,45}{0,69-1,86}$	$\frac{0,36 \pm 0,27}{0,15-0,74}$
T <sub>2</sub> logmean, мс	$\frac{176,945 \pm 65,729}{99,554-317,157}$	$\frac{252,201 \pm 129,316}{66,656-439,841}$	$\frac{345,530 \pm 139,909}{46,853-600,232}$	$\frac{460,213 \pm 238,067}{225,737-871,989}$	$\frac{198,306 \pm 95,571}{75,684-365,248}$	$\frac{78,740 \pm 62,587}{15,327-140,467}$
T <sub>эл</sub> , ед.	$\frac{4,17 \pm 0,40}{3,75-5,04}$	$\frac{3,88 \pm 0,41}{3,20-4,68}$	$\frac{2,90 \pm 0,50}{1,88-4,35}$	$\frac{3,02 \pm 0,54}{2,44-3,81}$	$\frac{3,04 \pm 0,53}{2,60-4,07}$	$\frac{2,95 \pm 0,40}{2,59-3,38}$
R <sub>пор</sub> , мкм	$\frac{1,975 \pm 0,460}{1,303-2,561}$	$\frac{2,515 \pm 1,349}{1,488-6,473}$	$\frac{3,831 \pm 1,936}{0,900-8,559}$	$\frac{8,109 \pm 3,959}{3,143-13,600}$	$\frac{5,281 \pm 3,327}{1,884-10,551}$	$\frac{3,268 \pm 0,559}{2,873-3,663}$
K <sub>пр</sub> , мД	$\frac{0,001}{0,001-0,034}$	$\frac{0,031}{0,001-59,994}$	$\frac{0,346}{0,001-59,994}$	$\frac{0,599}{0,001-163,960}$	$\frac{1,636}{0,001-172,782}$	$\frac{4,709}{0,001-118,030}$
K <sub>оп</sub> , %	$\frac{4,70 \pm 1,36}{3,12-8,08}$	$\frac{6,67 \pm 2,95}{1,99-11,76}$	$\frac{9,21 \pm 5,85}{1,01-24,61}$	$\frac{7,36 \pm 5,68}{0,64-18,93}$	$\frac{4,70 \pm 3,36}{0,34-12,20}$	$\frac{1,95 \pm 1,52}{0,26-6,08}$
K <sub>ов</sub> , %	$\frac{57,98 \pm 5,63}{48,52-63,71}$	$\frac{39,31 \pm 18,56}{15,02-71,18}$	$\frac{29,10 \pm 14,44}{7,21-63,47}$	$\frac{24,10 \pm 10,77}{13,73-40,03}$	$\frac{39,64 \pm 8,09}{27,38-51,26}$	$\frac{62,17 \pm 13,81}{53,84-78,12}$

Примечание: в числителе указано среднее арифметическое значение (для коэффициента проницаемости – среднее геометрическое) ± стандартное отклонение (для коэффициента проницаемости не указано ввиду ненормального распределения), в знаменателе – размах значений.

$$Z_4 = 5,84656 \lg \sqrt{\frac{K_{np}}{K_{on}}} - 8,47513 \lg \frac{FFI}{BVI} - 4,74437; \text{ при } R = 0,910, \chi^2 = 21,159, p = 2,543 \cdot 10^{-5} \quad (8)$$

$$Z_5 = 2,40485 \lg \sqrt{\frac{K_{np}}{K_{on}}} - 5,10313 \lg \frac{FFI}{BVI} - 3,83446; \text{ при } R = 0,879, \chi^2 = 13,327, p = 1,277 \cdot 10^{-3} \quad (9)$$

Достоверность распознавания по ЛДФ образцов PRT 1 составляет 100,00 %, PRT 2 – 100,00 %, PRT 3 – 96,67 %, PRT 4 – 100,00 %, PRT 5 – 100,00 %, PRT 6 – 100,00 %.

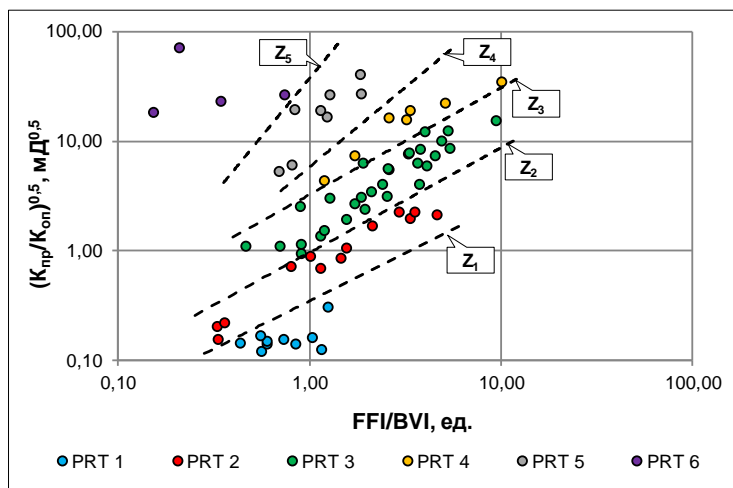


Рис. 3. Сопоставление показателей  $\sqrt{\frac{K_{np}}{K_{on}}}$  и  $\frac{FFI}{BVI}$  с нанесенными ЛДФ

Выделенные петрофизические типы хорошо прослеживаются на графиках сопоставления коэффициентов абсолютной газопроницаемости и открытой пористости (рисунок 4), а также J-функции Леверетта и коэффициента водонасыщенности (рисунок 5), что позволило построить индивидуальные статистически значимые зависимости.

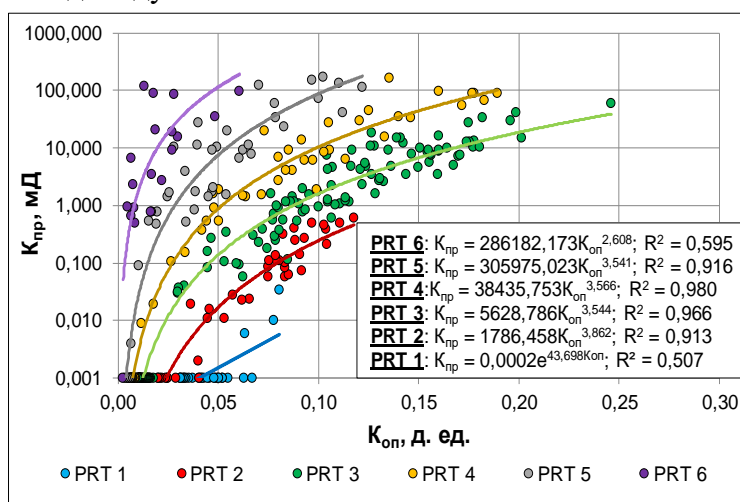


Рис. 4. Графики зависимостей коэффициента проницаемости от коэффициента открытой пористости для выделенных петрофизических типов

Таким образом, предложенный методический подход к выделению петрофизических типов сложнопостроенных карбонатных пород, основанный на комплексировании результатов стандартных и специальных исследований ядра и данных микролитологического описания шлифов, учитывает основные петрофизические свойства пород, характеризующие ее коллекторский потенциал, а также особенности строения пустотного пространства и влияния вторичных преобразований.

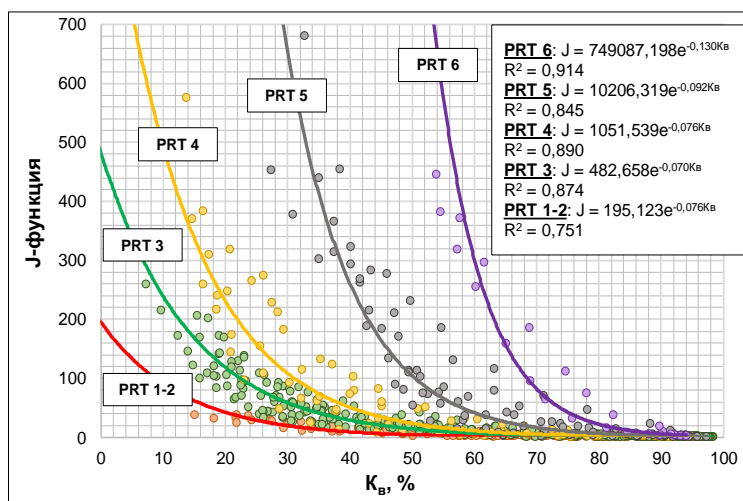


Рис. 5. Графики зависимостей J-функции Леверетта от коэффициента водонасыщенности для выделенных петрофизических типов

В третьей главе «Выделение литолого-петрофизических типов карбонатных пород по данным ЯМР с учетом их литологических особенностей (на примере керна месторождения Западная Курна-2)» представлена и обоснована методами математической статистики возможность выделения литопетротипов карбонатных пород по результатам ЯМР-исследований с учетом особенностей, выявленных при микролитологическом описании шлифов. Объектом исследования является керн формации Мишриф одной из скважин месторождения Западная Курна-2. Накопление осадков происходило в сеноман-раннетуронское время позднемеловой эпохи в условиях шельфовой окраины палеоокеана Тетис.

В ходе детального анализа результатов петрофизических исследований керна и данных литологического описания шлифов объекта исследования установлено влияние структуры отложений, охарактеризованной по классификации карбонатных пород R.J. Dunham, на структуру пустотного пространства пород, и, следовательно, на их ФЕС. В связи с этим на начальном этапе все образцы были разделены на группы по их структурным особенностям: вакстоун, вакстоун/флаутстоун, пакстоун, грейнстоун, рудстоун и фреймстоун. Для изучения петрофизических характеристик выделенных групп образцов в работе используются показатели, полученные в результате интерпретации данных ЯМР-исследований.

Применение методов математической статистики (t-критерий Стьюдента, корреляционный анализ) отобразило целесообразность объединения выделенных групп в три класса: вакстоун и вакстоун/флаутстоун (1 класс); рудстоун, пакстоун и грейнстоун (2 класс); фреймстоун (3 класс). На рисунке 6 представлены осредненные распределения нормализованных ЯМР-интенсивностей по временам поперечной релаксации  $T_2$  для выделенных классов образцов: петротипы достаточно хорошо дифференцируются по данным ЯМР-исследований. Под графиком представлены вклады различных типов пористостей в общую пористость (границы проведены по общепринятым отсечкам). Также над графиком показаны фотографии шлифов, соответствующие различным классам. По фотографиям видно, что от 1 к 3 классу размер пор увеличивается, что также подтверждается результатами ЯМР-исследований.

В таблице 2 представлены основные статистические характеристики результатов ЯМР-исследований выделенных литолого-петрофизических классов. По приведенным средним

данным видно, что наилучшими свойствами обладают образцы 3 класса ( $K_{п} = 17,76 \%$ ,  $K_{ов} = 11,50 \%$ ,  $T_2 \log \text{mean} = 691,66 \text{ мс}$ ), наихудшими – образцы 1 класса ( $K_{п} = 12,11 \%$ ,  $K_{ов} = 69,13 \%$ ,  $T_2 \log \text{mean} = 62,09 \text{ мс}$ ).

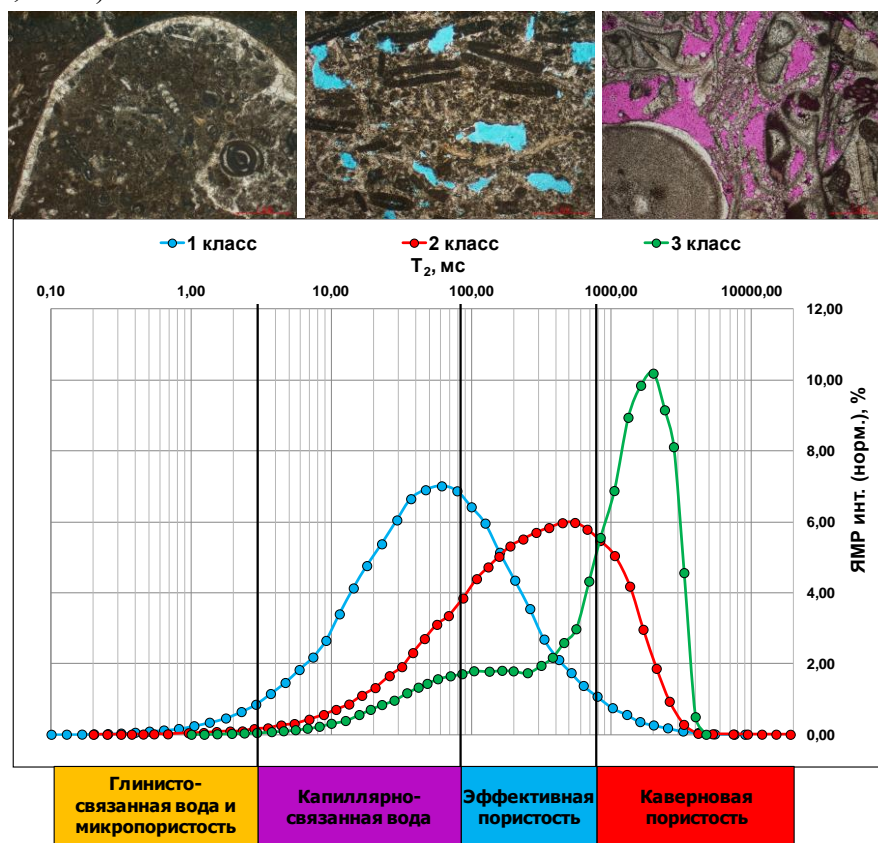


Рис. 6. Осредненные распределения нормализованных ЯМР-интенсивностей по временам поперечной релаксации  $T_2$  выделенных петрофизических типов

Таблица 2

Основные статистические характеристики ЯМР-параметров выделенных классов

Параметры	Выделенные классы		
	1 класс	2 класс	3 класс
Коэффициент пористости ( $K_{п}$ (ЯМР)), %	$12,11 \pm 5,87$ 3,42-24,35	$18,50 \pm 7,61$ 5,20-32,07	$17,76 \pm 2,56$ 14,52-20,79
Время граничной отсечки, отделяющее свободный флюид от связанного ( $T_2^{fp}$ ), мс	$112,15 \pm 45,54$ 55,00-344,00	$142,50 \pm 56,66$ 45,00-282,00	$83,50 \pm 32,54$ 60,00-129,00
Коэффициент остаточной водонасыщенности ( $K_{ов}$ (ЯМР)), %	$69,13 \pm 16,57$ 25,09-94,02	$31,01 \pm 14,90$ 11,06-61,30	$11,50 \pm 2,67$ 10,03-15,50
Вклад в общую пористость глинисто-связанной воды (CBW) и микропористости, %	$2,80 \pm 2,74$ 0,00-13,36	$0,50 \pm 0,84$ 0,00-3,46	$0,12 \pm 0,14$ 0,00-0,24
Вклад в общую пористость капиллярно-связанной воды, %	$66,33 \pm 15,73$ 25,09-90,18	$30,51 \pm 14,51$ 10,70-58,65	$11,39 \pm 2,60$ 9,89-15,28
Вклад в общую пористость эффективной пористости, %	$27,95 \pm 14,42$ 2,98-66,66	$46,71 \pm 11,47$ 29,73-71,79	$25,29 \pm 8,38$ 16,49-35,79
Вклад в общую пористость каверновой пористости, %	$2,92 \pm 4,03$ 0,00-20,55	$22,28 \pm 14,37$ 0,00-46,31	$63,20 \pm 6,71$ 54,08-68,47
Индекс свободного флюида FFI, %	$30,87 \pm 16,57$ 5,98-74,91	$68,99 \pm 14,90$ 38,70-88,94	$88,50 \pm 2,67$ 84,50-89,97
Отношение индекса свободного флюида к индексу связанного флюида FFI/BVI	$0,58 \pm 0,62$ 0,06-2,99	$3,02 \pm 1,94$ 0,63-8,05	$7,99 \pm 1,70$ 5,45-8,97
Модальное значение времен поперечной релаксации ( $T_2 \text{mode}$ ), мс	$81,83 \pm 70,11$ 13,51-451,3	$556,32 \pm 350,46$ 55,03-1117,00	$1812,25 \pm 179,70$ 1650,00-2056,00
Среднее логарифмическое значение времен поперечной релаксации ( $T_2 \log \text{mean}$ ), мс	$62,09 \pm 39,61$ 12,63-179,28	$274,93 \pm 135,03$ 34,86-520,41	$691,66 \pm 95,20$ 574,76-795,68

Примечание: в числителе указаны среднее арифметическое значение  $\pm$  среднее квадратическое отклонение, в знаменателе – размах значений.

С целью определения статистических различий выделенных петротипов по средним значениям результатов ЯМР-исследований был применен t-критерий Стьюдента (таблица 3). Среди анализируемых показателей наиболее информативными (по средним значениям которых изучаемые группы образцов статистически отличаются друг от друга) являются коэффициент остаточной водонасыщенности ( $K_{ов}$ ), содержание капиллярно-связанной воды и каверновой пористости, индекс свободного флюида (FFI), отношение индекса свободного флюида к индексу связанного флюида (FFI/BVI), модальное значение времен поперечной релаксации ( $T_{2mode}$ ), среднее логарифмическое значение времен поперечной релаксации ( $T_{2logmean}$ ).

Таблица 3

Т-критерии Стьюдента для сравнения результатов ЯМР-исследований отдельно по выделенным классам

Параметры	Сравниваемые пары классов		
	1-2 классы	1-3 классы	2-3 классы
Коэффициент остаточной водонасыщенности ( $K_{ов}$ (ЯМР)), %	$\frac{9,849*}{1,037*10^{-15}}$	$\frac{6,901*}{2,590*10^{-9}}$	$\frac{2,573*}{0,016}$
Вклад в общую пористость капиллярно-связанной воды, %	$\frac{9,691*}{2,160*10^{-15}}$	$\frac{6,931*}{2,295*10^{-9}}$	$\frac{2,590*}{0,016}$
Вклад в общую пористость каверновой пористости, %	$\frac{-9,804*}{1,275*10^{-15}}$	$\frac{-27,866*}{7,339*10^{-38}}$	$\frac{-5,529*}{8,360*10^{-6}}$
Индекс свободного флюида (FFI), %	$\frac{-9,849*}{1,037*10^{-15}}$	$\frac{-6,901*}{2,590*10^{-9}}$	$\frac{-2,573*}{0,016}$
Отношение индекса свободного флюида к индексу связанного флюида (FFI/BVI)	$\frac{-8,913*}{8,107*10^{-14}}$	$\frac{-20,247*}{8,991*10^{-30}}$	$\frac{-4,816*}{5,469*10^{-5}}$
Модальное значение времен поперечной релаксации ( $T_{2mode}$ ), мс	$\frac{-10,309*}{1,230*10^{-16}}$	$\frac{-42,694*}{2,836*10^{-49}}$	$\frac{-6,937*}{2,297*10^{-7}}$
Среднее логарифмическое значение времен поперечной релаксации ( $T_{2logmean}$ ), мс	$\frac{-11,381*}{9,005*10^{-19}}$	$\frac{-27,904*}{6,771*10^{-38}}$	$\frac{-5,888*}{3,290*10^{-6}}$
Вклад в общую пористость эффективной пористости, %	$\frac{-5,717*}{1,572*10^{-7}}$	$\frac{0,362}{0,718}$	$\frac{3,554*}{0,001}$
Коэффициент пористости ( $K_n$ (ЯМР)), %	$\frac{-4,169*}{7,326*10^{-5}}$	$\frac{-1,905}{0,061}$	$\frac{0,189}{0,852}$
Время граничной отсечки, отделяющее свободный флюид от связанного ( $T_{2}^P$ ), мс	$\frac{-2,594*}{0,012}$	$\frac{1,234}{0,222}$	$\frac{2,007}{0,055}$
Вклад в общую пористость глинисто-связанной воды (CBW) и микропористости, %	$\frac{4,030*}{1,211*10^{-4}}$	$\frac{1,948}{0,556}$	$\frac{0,906}{0,374}$

Примечание: в числителе указана величина t-критерия, в знаменателе - p-value, \* – статистически значимые t-критерии ( $p < 0,05$ ).

Для подтверждения правильности выделения литолого-петрофизических типов пород был применен метод главных компонент. В результате применения данного метода осуществляется переход от исходных переменных к новым, которые носят название главных компонент. В данной работе в качестве исходных переменных выступают значения ЯМР-интенсивностей, соответствующие определенным интервалам времен поперечной релаксации (0-0,1 мс, 0,1-0,2 мс, 0,2-0,3 мс ... 1-2 мс, 2-3 мс, 3-4 мс ... 10-20 мс, 20-30 мс, 30-40 мс и т. д.). В результате применения метода главных компонент из 47 исходных переменных были получены 45 новых, причем наиболее информативными (с величиной собственного значения более 1) являются 11 главных компонент, которые объясняют 82,63 % от общей дисперсии. На рисунке 7 представлено расположение выделенных классов образцов в осях Фактор 1 и Фактор 2, которые являются новыми переменными, вносящими наибольший вклад в объяснение общей дисперсии (26,02 % и 13,19 % соответственно). По приведенному рисунку видно, что точки, соответствующие образцам различных классов, достаточно хорошо дифференцируются в пределах данного поля.

Кроме метода главных компонент был использован метод линейного дискриминантного анализа (ЛДА). Для получения ЛДФ использовались показатели, полученные в ходе интерпретации данных ЯМР-исследований. В результате расчетов в модель были включены 7 переменных и получены следующие ЛДФ:

$$Z_1 = 0,02302T_2\log\text{mean} + 0,01180K_{\text{ов}} - 0,00830T_{2\text{гр}} - 0,22839K_{\text{эф.п}} + 0,54718\left(\frac{\text{FFI}}{\text{BVI}}\right) + 0,04788K_{\text{п}} - 0,08783(\text{Кав. пор.}) - 1,98964; \text{ при } R = 0,914, \chi^2 = 213,675, p = 8,730 \cdot 10^{-38} \quad (10)$$

$$Z_2 = -0,00708T_2\log\text{mean} - 0,05558K_{\text{ов}} + 0,01305T_{2\text{гр}} + 0,31762K_{\text{эф.п}} - 0,63209\left(\frac{\text{FFI}}{\text{BVI}}\right) - 0,14370K_{\text{п}} + 0,03411(\text{Кав. пор.}) + 2,98965; \text{ при } R = 0,712, \chi^2 = 60,196, p = 4,107 \cdot 10^{-11} \quad (11)$$

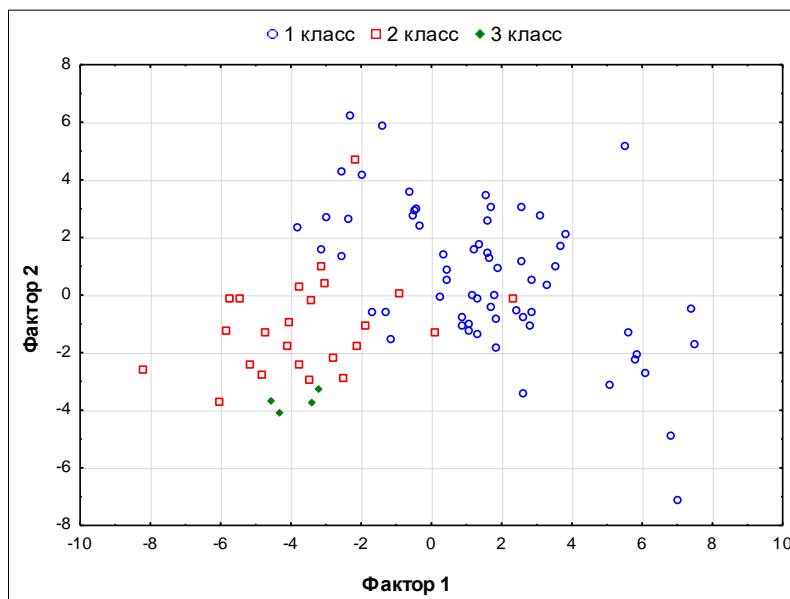


Рис. 7. Соотношение значений факторов 1 и 2 для выделенных классов

Достоверность распознавания образцов 1 класса составляет 93,7 %, 2 класса – 79,2 %, 3 класса – 100,0 %. Основными параметрами, вносящими больший вклад в разделение, являются среднее логарифмическое значение времен поперечной релаксации ( $T_2\log\text{mean}$ ) (для первой дискриминантной функции) и коэффициент эффективной пористости ( $K_{\text{эф.п}}$ ) (для второй дискриминантной функции). Неопределенности, возникающие при классификации, связаны со степенью проявления постседиментационных преобразований пустотного пространства.

Для анализа ФЭС выделенных классов были привлечены результаты определения абсолютной газопроницаемости и открытой пористости образцов, для которых однозначно определена структурная характеристика по классификации R.J. Dunham. В зависимости от того, по каким пустотам преобладает фильтрация флюида все образцы были поделены на 4 типа коллекторов: поровый, каверново-поровый, трещинно-каверново-поровый и трещинный. Установлено, что для 1 класса характерны все представленные типы коллектора с преимущественным каверново-поровым типом (48 % от общего количества образцов), 2 и 3 классы характеризуются преимущественно каверново-поровым типом коллектора (81 и 95 % соответственно). Для изучаемых отложений построены ЛДФ, разделяющие образцы с различным типом коллектора:

$$Z_1 = 0,37448\lg K_{\text{пп}} - 0,39386K_{\text{оп}} + 2,65134; \text{ при } R = 0,728, \chi^2 = 90,775, p = 1,943 \cdot 10^{-20} \quad (12)$$

$$Z_2 = -1,33153 \lg K_{\text{пр}} + 0,29290 K_{\text{оп}} - 3,27564; \\ \text{при } R = 0,758, \chi^2 = 276,757, p = 7,997 \cdot 10^{-61} \quad (13)$$

$$Z_3 = -1,07857 \lg K_{\text{пр}} + 0,05660 K_{\text{оп}} + 1,21007; \\ \text{при } R = 0,628, \chi^2 = 130,770, p = 4,014 \cdot 10^{-29} \quad (14)$$

Правильность распознавания по ЛДФ для трещинного типа составляет 100 %, для трещинно-каверново-порового – 81 %, для каверново-порового – 99 % и для порового – 87 %. Стоит уточнить, что ЛДФ  $Z_1$  делит трещинный и трещинно-каверново-поровый типы коллектора при  $K_{\text{пр}} \geq 0,110$  мД, ЛДФ  $Z_2$  – трещинно-каверново-поровый и каверново-поровый типы при  $K_{\text{пр}} \geq 0,135$  мД, а ЛДФ  $Z_3$  – каверново-поровый и поровый типы при  $K_{\text{оп}} \geq 5,17$  %.

Для изучаемых отложений получена многомерная нелинейная модель прогноза коэффициента проницаемости по данным ЯМР, в которой в качестве переменных выступают коэффициент пористости ( $K_n(\text{ЯМР})$ ), определенный по данным ЯМР, а также среднелогарифмическое значение времен поперечной релаксации ( $T_2 \log \text{mean}$ ). Зависимость имеет вид:

$$\lg K_{\text{пр}} = 0,2965 + 0,2178 K_n(\text{ЯМР}) - 2,7446 \lg T_2 \log \text{mean} - 0,0052 (K_n(\text{ЯМР}))^2 + \\ 0,0053 K_n(\text{ЯМР}) * \lg T_2 \log \text{mean} + 0,9687 (\lg T_2 \log \text{mean})^2; \text{ при } R^2 = 0,69 \quad (15)$$

Коэффициент детерминации ( $R^2$ ) по данной модели несколько выше, чем при использовании «стандартного» подхода, где в качестве предиктора используется коэффициент открытой пористости (0,69 против 0,53 соответственно). Набор всех полученных моделей позволяет по данным ЯМР прогнозировать типы коллектора.

Таким образом, показано, что вид кривых времен поперечной релаксации  $T_2$  (следовательно, и структура пустотного пространства) изучаемых отложений определяется первичной структурой породы. По данным ЯМР-исследований с учетом результатов микроописания шлифов в исследуемом разрезе выделены три литолого-петрофизических типа, характеризующих различные обстановки осадконакопления и обладающих отличающейся структурой пустотного пространства и, следовательно, ФЕС.

**В четвертой главе** «Сопоставление литолого-петрофизических и петрофизических типов карбонатных пород, выделенных по предложенным подходам (на примере керна месторождения Западная Курна-2)» проведен сопоставительный анализ литопетротипов и петротипов, установленных по разработанным подходам. В качестве объекта исследования выступает формация Мишриф месторождения Западная Курна-2.

Аналогично Ярейюскому месторождению для месторождения Западная Курна-2 был применен разработанный подход выделения петрофизических типов за единственным исключением: вместо отношения индекса свободного флюида к индексу связанной воды (параметр М) использован другой параметр – среднелогарифмическое значение времен поперечной релаксации  $T_2 \log \text{mean}$ , что обосновано статистически с использованием t-критерия Стьюдента. Вся выборка образцов была поделена на две части с привлечением данных по микролитологическому описанию шлифов: образцы, для которых характерно проявление процессов выщелачивания, и образцы, для которых наличие данного вторичного преобразования не установлено. Несмотря на то, что по обоим показателям две группы образцов статистически отличаются друг от друга, различия по параметру  $T_2 \log \text{mean}$  являются более значимыми (значение p-value на несколько порядков меньше). В результате реализации подхода были выделены и описаны 5 петрофизических типов (таблица 4).



Петрофизические характеристики выделенных петротипов

Характеристики	PRT 1	PRT 2	PRT 3	PRT 4		PRT 5
Фотографии шлифов (николи параллельны)						
Схематическое строение пустотного пространства						
Условные обозначения к схемам						
N, мД <sup>0,5</sup>	$\frac{1,11 \pm 0,33}{0,45-1,56}$	$\frac{3,42 \pm 1,40}{1,54-7,74}$	$\frac{10,82 \pm 4,17}{6,08-19,84}$	$\frac{26,13 \pm 16,99}{9,27-79,36}$		$\frac{27,34 \pm 16,23}{15,46-54,73}$
M, ед.	$\frac{0,25 \pm 0,13}{0,10-0,52}$	$\frac{0,61 \pm 0,64}{0,06-2,69}$	$\frac{2,13 \pm 1,96}{0,24-8,04}$	$\frac{2,94 \pm 2,99}{0,22-8,97}$		$\frac{0,34 \pm 0,18}{0,11-0,52}$
T <sub>2</sub> logmean, мс	$\frac{33,976 \pm 7,330}{21,700-46,139}$	$\frac{68,797 \pm 63,491}{19,019-346,615}$	$\frac{173,387 \pm 110,658}{51,646-487,220}$	$\frac{284,774 \pm 248,480}{38,055-795,678}$		$\frac{74,001 \pm 12,446}{12,633-42,142}$
T <sub>эл</sub> , ед.	$\frac{3,32 \pm 0,56}{2,61-4,17}$	$\frac{2,80 \pm 0,70}{1,84-4,48}$	$\frac{2,13 \pm 0,32}{1,73-2,88}$	$\frac{2,42 \pm 0,43}{1,57-3,34}$		$\frac{2,81 \pm 0,25}{2,54-3,15}$
R <sub>пор</sub> , мкм	$\frac{0,515 \pm 0,174}{0,313-0,939}$	$\frac{1,108 \pm 1,164}{0,280-6,638}$	$\frac{2,393 \pm 1,488}{0,437-5,930}$	$\frac{4,087 \pm 3,420}{0,635-10,266}$		$\frac{1,368 \pm 0,390}{1,012-1,901}$
K <sub>лр</sub> , мД	$\frac{0,064}{0,010-0,240}$	$\frac{1,028}{0,136-14,080}$	$\frac{18,991}{3,610-115,300}$	$\frac{74,599}{7,770-1399,960}$		$\frac{28,732}{18,540-48,860}$
K <sub>оп</sub> , %	$\frac{6,21 \pm 2,23}{3,00-9,91}$	$\frac{11,26 \pm 5,04}{5,11-23,48}$	$\frac{19,60 \pm 5,98}{7,20-29,29}$	$\frac{16,70 \pm 6,01}{7,64-31,04}$		$\frac{7,62 \pm 2,35}{4,47-10,16}$
K <sub>ов</sub> , %	$\frac{80,69 \pm 8,66}{65,41-91,74}$	$\frac{68,54 \pm 18,08}{27,32-93,35}$	$\frac{42,29 \pm 20,65}{10,25-80,41}$	$\frac{41,98 \pm 27,52}{8,27-82,52}$		$\frac{75,93 \pm 11,44}{64,19-91,03}$

Примечание: в числителе указано среднее арифметическое значение (для коэффициента проницаемости – среднее геометрическое) ± стандартное отклонение (для коэффициента проницаемости не указано ввиду ненормального распределения), в знаменателе – размах значений.

Далее была определена доля каждого из петротипов в литолого-петрофизических классах (таблица 5). Для 1 класса характерно наличие всех выделенных петрофизических типов с преимущественным вторым типом (PRT 2). Стоит отметить, что наличие в данном классе типов с преобладающей каверновой и каверновидной пористостью связано с так называемой вновь образованной кавернозностью, так как изначально данные породы были плотными и непористыми. Для 2 класса преобладающим петротипом является третий (PRT 3), здесь развитие каверновой и каверновидной пористости является унаследованным процессом ввиду первоначально благоприятной структуры пустотного пространства – наличие большого количества открытых пор. Для 3 класса характерен только один петротип – PRT 4, что обусловлено наличием органогенно-каркасной пористости на начальном этапе формирования пород и последующим ее расширением за счет постседиментационного выщелачивания.

Таблица 5

Доля петрофизических типов (PRT), характерных для литолого-петрофизических классов

	PRT 1	PRT 2	PRT 3	PRT 4	PRT 5
1 класс	17,46	36,51	20,63	19,05	6,35
2 класс	0,00	25,00	41,67	29,17	4,17
3 класс	0,00	0,00	0,00	100,00	0,00

Таким образом, можно говорить о том, что формирование структуры пустотного пространства изучаемых отложений и, следовательно, ФЕС обусловлено двумя факторами: структурными особенностями, сформировавшимися при седиментогенезе и раннем диагенезе (первичный фактор), и проявлением постседиментационных процессов (вторичный, наложенный фактор).

### ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ

1. Проведены обширные литературные обзоры по методам исследования структуры пустотного пространства горных пород и методам их петрофизической типизации.

2. Разработан методический подход к выделению петрофизических типов сложнопостроенных карбонатных пород углеводородных залежей, основанный на комплексировании результатов стандартных и специальных исследований керна и данных петрографического описания шлифов. Предложенный подход апробирован на керне ассельско-сакмарских продуктивных отложениях Ярейюского месторождения: выделены и детально описаны петрофизические типы, построены схематические модели пустотного пространства и статистически значимые петрофизические зависимости.

3. Для продуктивных отложений формации Мишриф месторождения Западная Курна-2 показано и обосновано методами математической статистики, что вид распределений ЯМР-интенсивности по временам поперечной релаксации  $T_2$  (соответственно и структура пустотного пространства) определяется первичной структурой породы. В результате этого в изучаемом разрезе были выделены литолого-петрофизические классы, описаны их ФЕС, построены петрофизические зависимости, а также ЛДФ, позволяющие на основании результатов ЯМР-исследований образцов керна исследуемых отложений относить их с определенной долей вероятности к выделенному классу.

4. Проведено сопоставление литолого-петрофизических и петрофизических типов, выделенных по предложенным подходам на примере продуктивных отложений формации Мишриф месторождения Западная Курна-2. Установлено влияние двух групп факторов, определяющих структуру пустотного пространства.

5. Полученные данные могут быть использованы в качестве петрофизической основы для геологического и гидродинамического моделирования исследуемых объектов, что позволит повысить точность подсчета запасов углеводородов и более рационально подходить к выбору системы разработки. Дальнейшие работы по теме диссертации должны быть связаны с переносом полученной информации на скважинные данные и последующем применении в геолого-гидродинамических симуляторах, а также с расширением использования возможностей современных ЯМР-релаксометров (исследования в градиентном магнитном поле, создание условий, моделирующих пластовые, применение полноразмерного керна и т. д.) при лабораторных исследованиях керна сложнопостроенных карбонатных продуктивных отложений с целью их более полного и детального изучения.

## СПИСОК РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

### Публикации в изданиях, индексируемых в международных базах цитирования Scopus и Web of Science

1. Путилов И.С. Выделение петрофизических типов карбонатных пород по данным ядерного магнитного резонанса с учетом их литологических особенностей / И.С. Путилов, **А.В. Разницын** // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331, № 9. – С. 186-198.

### Публикации в ведущих рецензируемых научных изданиях

2. Разницын, А.В. Комплексное определение петрофизических свойств продуктивных отложений методом ЯМР / **А.В. Разницын**, Н.А. Попов // Вестник Пермского университета. Геология. – 2020. – Т. 19, № 2. – С. 132-139.

3. Разницын, А.В. Разработка методического подхода к выделению петрофизических типов сложнопостроенных карбонатных пород по данным лабораторного изучения керна / **А.В. Разницын**, И.С. Путилов // Недропользование. – 2021. – Т. 21, № 3. – С. 109-116.

### Прочие издания

4. Мазеин, Д.В. Применение метода ядерного магнитного резонанса при определении петрофизических свойств продуктивных отложений (на примере одного из месторождений Пермского края) / Д.В. Мазеин, **А.В. Разницын** // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых : материалы XII Всероссийской научно-технической конференции. – Пермь, 2019. – С. 46-48.

5. Разницын, А.В. Комплексное определение петрофизических свойств продуктивных отложений методом ЯМР / **А.В. Разницын** // Новые направления нефтегазовой геологии и геохимии. Развитие геологоразведочных работ : сб. науч. ст. по материалам II Междунар. науч. конф. – Пермь, 2019. – С. 161-166.

6. Путилов, И.С. Определение водородного индекса растворов хлорида натрия различной минерализации с целью повышения достоверности определения коэффициента пористости горных пород методом ЯМР / И.С. Путилов, **А.В. Разницын** // Актуальные проблемы освоения месторождений нефти и газа приарктических территорий России : материалы Всероссийской научно-практической конференции. – Архангельск, 2019. – С. 118-123.

7. Разницын, А.В. Выделение петрофизических типов карбонатных пород по данным ЯМР с учетом их литологических особенностей / **А.В. Разницын** // Нефть и газ – 2020 : сборник тезисов докладов 74-ой Международной молодежной научной конференции. – Москва, 2020. – Т. 1. – С. 91-92.