

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

На правах рукописи

РАЗНИЦЫН АЛЕКСАНДР ВЯЧЕСЛАВОВИЧ

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

Диссертация

на соискание ученой степени кандидата технических наук

25.00.12 – Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений

Научный руководитель:
доктор технических наук,
доцент Путилов Иван Сергеевич

Пермь – 2021

ОГЛАВЛЕНИЕ

Оглавление.....	2
ВВЕДЕНИЕ.....	4
Глава I. Обзор методов исследования структуры пустотного пространства горных пород.....	10
1.1. Изучение структуры пустотного пространства пород в шлифах.....	10
1.2. Метод изучения и оценки трещиноватости и кавернозности путем капиллярного насыщения люминофором карбонатных пород (метод Багринцевой К.И.)	13
1.3. Метод рентгеновской томографии	15
1.4. Капилляриметрические исследования	17
1.5. Метод ядерного магнитного резонанса (ЯМР)	23
Выводы по главе.....	34
Глава II. Разработка методического подхода к петрофизической типизации сложнопостроенных карбонатных пород по данным лабораторного изучения керна (на примере керна Ярейюского месторождения).....	37
2.1. Обзор методов выделения типов пород.....	37
2.2. Постановка проблемы и характеристика объекта исследования	53
2.3. Разработка методического подхода к выделению петрофизических типов	55
2.4. Характеристика выделенных петрофизических типов	61
2.5. Построение петрофизических зависимостей для выделенных петрофизических типов	73
Выводы по главе.....	78
Глава III. Выделение литолого-петрофизических типов карбонатных пород по данным ЯМР с учетом их литологических особенностей (на примере керна месторождения Западная Курна-2).....	79
3.1. Характеристика объекта исследования.....	79
3.2. Выделение литолого-петрофизических типов по данным ЯМР с учетом структурной характеристики	80

3.3. Анализ петрофизических свойств выделенных литолого-петрофизических типов	92
Выводы по главе	102
Глава IV. Сопоставление литолого-петрофизических и петрофизических типов карбонатных пород, выделенных по предложенным подходам (на примере керна месторождения Западная Курна-2).....	103
4.1. Выделение петрофизических типов	103
4.2. Характеристика выделенных петрофизических типов	106
4.3. Сравнительный анализ литолого-петрофизических и петрофизических типов пород.....	110
Выводы по главе	111
Заключение	113
Список использованной литературы.....	115
Приложения	129

ВВЕДЕНИЕ

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 керна 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 керна.

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 (приложение 1)).

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 кернa – Вавилину Виктору Алексеевичу, а также коллегам – сотрудникам Центра исследования кернa и пластовых флюидов Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми.

ГЛАВА I. ОБЗОР МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЯ СТРУКТУРЫ ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

Наличие в горных породах пустотного пространства различных формы и генезиса (поры, каверны, трещины) обуславливает их потенциальную возможность вмещать в себя флюиды и отдавать их при разработке, то есть способность быть коллектором. Строение пустотного пространства породы определяет ее фильтрационно-емкостные свойства (пористость и проницаемость) и, следовательно, влияет на распределение углеводородов в залежи. В связи с этим изучение структуры пустотного пространства продуктивных отложений является ключом к достоверному подсчету запасов нефти и газа, а также рациональному проектированию разработки залежей углеводородов.

Единственным прямым источником информации о структуре пустотного пространства являются лабораторные методы исследования кернового материала. В настоящее время в практике лабораторных исследований для изучения особенностей строения пустотного пространства горных пород применяется широкий набор методов, каждый из которых обладает своими преимуществами и недостатками.

Все методы изучения структуры пустотного пространства горных пород принято делить на две группы [21]: прямые (исследование шлифов с помощью оптической и электронной микроскопии, метод Багринцевой К.И.), заключающиеся в непосредственном (визуальном) исследовании характеристик пустотного пространства, и косвенные (капиллярные методы, рентгеновская томография, метод ядерного магнитного резонанса).

1.1. Изучение структуры пустотного пространства пород в шлифах

Впервые изучение горных пород в шлифах с помощью поляризационного микроскопа применил в 1851 г. британский естествоиспытатель, геолог и микроскопист Н.С. Sorby [96]. С тех пор данный метод является одним из самых

распространенных методов исследования горных пород, и петрографическое описание шлифов включается практически во все программы исследований керна нефтегазовых скважин.

Микролитологические исследования проводятся с целью изучения минерального состава пород, определения структурных, а в ряде случаев и текстурных (при малоразмерных текстурах) особенностей, выявления вторичных процессов преобразования, анализа пустотного пространства и др. [16].

Так как реальная разрешающая способность обычных оптических микроскопов составляет примерно 0,01-0,005 мм, решение вышеперечисленных задач для глинистых и пелитоморфных карбонатных пород является невыполнимым [31]. Однако появление в середине прошлого века и существенное последующее развитие сканирующей (растровой) микроскопии позволило решить данную проблему. Сущность метода заключается в том, что тонко сфокусированный пучок электронов (диаметр менее 10 нм) сканирует поверхность образца породы, покрытую путем напыления тонкой пленкой металла, точку за точкой, вслед за движением пучка с помощью детекторов (вторичные электроны, обратно рассеянные электроны, энергодисперсный спектрометр) формируется изображение [65]. Увеличение изображения, полученного с помощью растрового электронного микроскопа, достигает миллиона крат, а разрешающая способность 10^{-9} - 10^{-10} м [31], что позволяет изучать строение горных пород на наноуровне.

Применение микроскопии шлифов при исследовании строения пустотного пространства горных пород (особенно сложнопостроенных карбонатных) является крайне незаменимым, так как данный метод на качественном и количественном уровнях дает характеристику изучаемых отложений. Микроописание шлифов позволяет определить тип пустот, их форму, размер и количество, связанность между собой, степень вторичной преобразованности, установить их генезис.

Особенно незаменимо изучение отложений в шлифах при исследовании трещиноватых пород. В отечественной практике изучения микротрещиноватости пород в шлифах большое распространение получили методические рекомендации, разработанные во «ВНИГРИ» [8, 25]. Согласно рекомендациям, исследования

следует проводить на шлифах большого размера (площадь не менее 1500 мм²). Данная методика позволяет на основе измерения площади шлифа, суммарной длины и раскрытости (ширины) трещин рассчитывать по формулам, предложенным Роммом Е.С. [54] плотность (густоту) трещин, трещинные пористость и проницаемость.

Широкое развитие компьютерных технологий позволило автоматизировать процесс изучения структуры пустотного пространства пород в шлифах [69, 97], для чего их под вакуумом прокрашивают цветной смолой (рисунок 1.1). С помощью микроскопов, оснащенных фотокамерой, получают изображения шлифов, которые затем загружают в специализированные программные комплексы. Данные программы позволяют автоматически строить распределения пор по размерам, оценивать их геометрические характеристики, определять пористость по шлифу, удельную поверхность и многое другое. Такой вид исследования получил название имидж-анализ (от англ. image-analysis) [9, 19].



Рисунок 1.1. Фотография фрагмента прокрашенного шлифа (формация Мишриф, шлиф отобран из керна скважины месторождения Западная Курна-2)

Среди преимуществ исследования структуры пустотного пространства пород в шлифах следует прежде всего указать то, что данный метод является единственным прямым методом непосредственного изучения пустот, содержащихся в горных породах. Он позволяет установить генезис пустот, влияние на породу постседиментационных преобразований, что является крайне важным для сложнопостроенных карбонатных пород. Кроме этого, изучение пород в шлифах дает возможность выявить причины различной взаимосвязи

петрофизических характеристик, определенных на образцах керна, а также проследить как по разрезу, так и по латерали распределение вторичных процессов преобразования карбонатных пород, что является необходимым при построении геологической модели залежи.

Главным недостатком рассмотренного метода является то, что изучение породы происходит на ее тонком срезе и в двухмерном пространстве. В результате этого некоторые крупные поры и каверны не попадают в область наблюдения, форма вытянутых пор, расположенных своей длиной перпендикулярно к плоскости шлифа, может быть интерпретирована ошибочно, к тому же при изготовлении шлифа возможно повреждение породы, образование искусственных трещин, которые также будут распознаны автоматизированной программой. Несмотря на указанные недостатки метод остается мощным инструментом исследования строения пустотного пространства продуктивных отложений.

1.2. Метод изучения и оценки трещиноватости и кавернозности путем капиллярного насыщения люминофором карбонатных пород (метод Багринцевой К.И.)

Метод был разработан в 1977 г. Багринцевой К.И. для качественного и количественного изучения пустотного пространства сложнопостроенных карбонатных пород [6, 22]. Метод основан на ряде физических явлений: капиллярное насыщение, сорбция и люминесценция вещества в ультрафиолетовом свете.

Проведение эксперимента состоит из следующих этапов [4]:

1. Изготовление образца кубической формы с размером ребра 5 см. Кубическая форма позволяет дать пространственную характеристику трещиноватости. Каждой грани кубика присваивается номер от 1 до 6, причем грани 1 и 6 ориентированы перпендикулярно, а 2-5 параллельно оси керна.

2. Насыщение образца под вакуумом люминесцирующей жидкостью. В результате капиллярной пропитки, идентичной насыщению пород углеводородами

в процессе формирования залежи, происходит заполнение только открытых пустот (пор, каверн, трещин) и удержание люминофора в образце под действием молекулярно-поверхностных сил. Багринцевой К.И. экспериментально установлено, что наилучшие результаты при выявлении особенностей пустотного пространства достигаются при использовании в качестве люминесцирующей жидкости следующего состава: керосин – 64,5 %, нориол-А (люминесцирующая нефть) – 25 %, бензин Б-70 – 10 %, эмульгаторы ОП-10 или ОП-7 – 0,5 %.

3. Удаление пленки люминофора с поверхности образца ватными дисками, смоченными в авиационном бензине.

4. Нанесение путем распыления на поверхность кубика тонкоизмельченного сухого силикагеля. Распыленный сорбент задерживается на участках, пропитанных люминофором, «вытягивает» люминесцирующую жидкость и значительно увеличивает эффект свечения жидкости. С участков, не пропитанных люминофором, сорбент легко сдувается механически.

5. Фотографирование каждой грани кубика и его общего вида в ультрафиолетовом свете (рисунок 1.2).



Рисунок 1.2. Совмещенные фото граней образца и общего вида образца [5]

6. Обработка полученных фотографий. Определяется длина трещин, их раскрытость, густота, описывается морфология и сообщаемость пустот.

Описанный метод обладает рядом преимуществ, среди которых следует отметить следующие: простота, отсутствие необходимости применения

дорогостоящего оборудования, возможность определения открытых и залеченных пустот, изучения морфологии пор, каверн и трещин, определения направления развития трещин и т.д.

К недостаткам описанного метода следует отнести его качественный (полуколичественный) характер, а также невозможность использования кубика породы для дальнейших исследований (большинство кернодержателей лабораторных установок обладают цилиндрической формой), что затрудняет применение данного подхода при комплексировании результатов проведенных исследований.

1.3. Метод рентгеновской томографии

На свойствах рентгеновского излучения, открытого в 1895 г. В.К. Рентгеном, основан ряд методов исследования горных пород [16]: рентгенофлюоресцентный анализ (РФА), рентгеноструктурный анализ (РСА), растровая электронная микроскопия (РЭМ), рентгеновская томография и другие.

Рентгеновские лучи представляют собой электромагнитные волны с длиной волны от 0,001 до 80 нм. Наиболее широкое распространение при изучении свойств горных пород получили рентгеновские лучи с длиной волны 0,005-0,2 нм.

Метод рентгеновской томографии стал использоваться в нефтяной геологии с 80-х годов прошлого века [108]. В последние десятилетия приобрел особую популярность в связи с развитием так называемой концепции «Цифровой керн» [63, 64, 101], при которой на основе ряда методов (преимущественно метода рентгеновской томографии) создается цифровая модель керна, применяемая в дальнейшем для прогнозирования петрофизических характеристик продуктивных отложений.

Физические основы метода заключаются в следующем [16]: рентгеновские лучи в лабораторных условиях формируются в специальной разрядной трубке, внутри которой находятся два электрода: катод (отрицательный), выполненный в виде вольфрамовой нити, и анод (положительный), представляющий собой

расположенную под углом пластинку. При прохождении по катоду электрического тока из раскаленной нити вылетают с огромной скоростью электроны и движутся к аноду, в результате их торможения возникает рентгеновское излучение, которое фокусируется специальной мишенью и направляется к изучаемому образцу. Как правило, томографы оборудованы специальным вращающимся столиком, на который помещается образец. В ходе исследования получается серия двухмерных снимков образца, представляющих собой полутонные изображения, в которых яркость определяется степенью поглощения рентгеновского излучения, зависящей, в свою очередь, от плотностных характеристик горной породы (в пустотах рентгеновские лучи поглощаются меньше, чем в более плотных участках). Затем двухмерные снимки при помощи специальных математических алгоритмов (например, алгоритм Фельдкамп) преобразуются в трехмерные изображения. Стоит отметить, что получение и обработка изображений требует огромных вычислительных объемов [101].

Метод рентгеновской томографии активно применяется при изучении образцов керна с сохраненным при выбуривании диаметром (полноразмерный керн), стандартного размера (цилиндры диаметром 30 мм), а также образцов с диаметром менее 30 мм различных литологических разностей [23, 28, 40, 41, 55]. При уменьшении размера образца, либо области интереса повышается разрешающая способность оборудования: Галкиным С.В. и другими [46] установлено, что максимальная разрешающая способность оборудования для керна размером 100 мм в диаметре составляет 0,07 мм, при этом томография позволяет выявить литологические неоднородности, зоны трещиноватости и кавернозности; максимально разрешимые элементы для образцов размером 30 мм в диаметре – 0,02 мм, что дает возможность изучать структурные характеристики породы и особенности строения пустотного пространства; разрешающая способность для образцов размером 10 мм в диаметре – 0,007 мм, что позволяет изучать минеральный состав слагающих породу компонентов, структуру пустотного пространства, тип цемента и другие характеристики. Высокое разрешение, получаемое за счет малых размеров образца, либо уменьшения области интереса

также дает возможность изучать особенности распределения остаточной водонасыщенности в пустотном пространстве горных пород [45].

К преимуществам метода компьютерной томографии можно отнести следующее: в результате проведения исследований образцы керн не подвергаются механическому воздействию (неразрушающий метод), что позволяет использовать образцы для дальнейших исследований и комплексировать результаты томографических исследований с данными других методов; метод позволяет проводить экспресс-оценку керн, поступающего на исследования, а именно количественно оценивать пустотность в виде каверн и трещин, выбирать места отбора стандартных образцов, определять различные включения и т. д.; проведение динамических исследований, что подразумевает качественную и количественную оценку продвижения фронта вытеснения нефти рабочим агентом (определение относительных фазовых проницаемостей).

Среди недостатков метода рентгеновской томографии следует выделить проблему разрешающей способности применяемого оборудования: достоверная оценка структуры пустотного пространства требует максимального разрешения томографа, достижение которого получается при использовании образцов малых размеров (менее 30 мм в диаметре), либо уменьшении области интереса (интерьерное сканирование). Однако в таком случае для неоднородных сложнопостроенных отложений перенос информации о структуре пустотного пространства с маленьких образцов на пласт в целом будет некорректным и ошибочным ввиду проявления анизотропных и масштабных эффектов.

1.4. Капилляриметрические исследования

Данная группа методов изучения структуры пустотного пространства отложений основана на определении капиллярных давлений, вызванных в поровых каналах горных пород силами поверхностного (межфазного) натяжения. Применение методов капилляриметрии предусматривает моделирование пустотного пространства в виде пучка капиллярных трубок. Размер поровых

каналов рассчитывается из уравнения Лапласа, определяющего капиллярное давление (P_k , МПа) как функцию поверхностного натяжения на границе двух фаз (σ , Н/м), угла смачивания (θ , град.) и радиуса капилляра (r , мкм) [15]:

$$P_k = \frac{2\sigma \cos\theta}{r} \quad (1.1)$$

По результатам определения кривой капиллярного давления строится распределение поровых каналов по размерам (рисунок 1.3).

Строго говоря, представление пустотного пространства в виде пучка капиллярных трубок является весьма упрощенной и даже абстрактной моделью, так как в горных породах поры крайне редко являются цилиндрическими. К тому же, при использовании капилляриметрических методов измеряется размер устья поры, а не самого тела, в связи с чем возможны ошибки в интерпретации, особенно в тех случаях, когда тело поры намного больше его устья. Однако такая модель является общепризнанной и используется в практике лабораторных исследований ввиду своей простоты и отсутствия более адекватных моделей строения пустотного пространства.

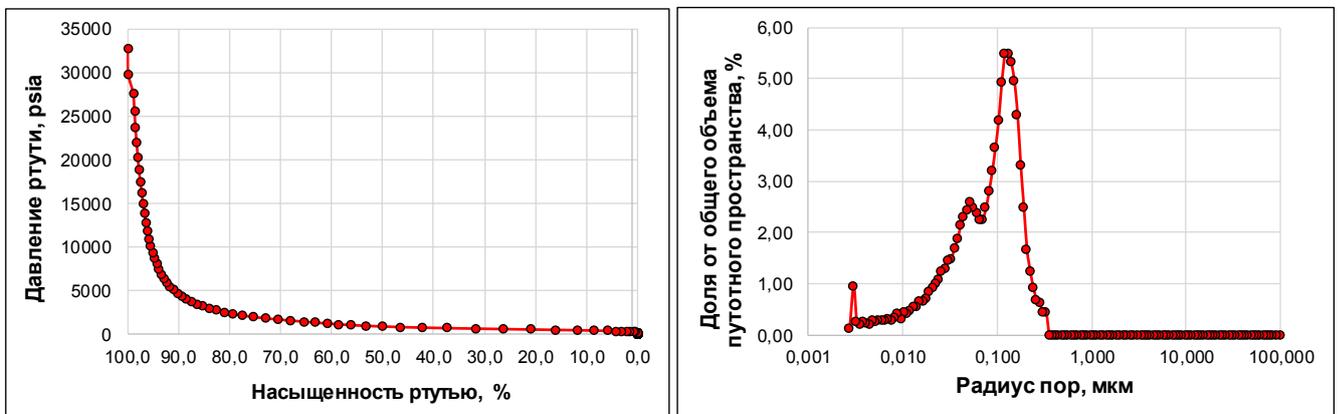


Рисунок 1.3. Кривая капиллярного давления (слева) и распределение поровых каналов по размерам (справа) по данным ртутной порометрии (формация Хасиб, образец керна из скважины месторождения Западная Курна-2)

В практике лабораторных исследований керна основными методами измерения капиллярного давления являются методы центрифугирования, полупроницаемой мембраны и ртутной порометрии, каждый из которых имеет свои особенности, а также преимущества и недостатки [26, 52].

Метод центрифугирования

Вытеснение воды воздухом или углеводородной жидкостью в центрифуге происходит благодаря преодолению капиллярных давлений, вызванных силами поверхностного натяжения в поровых каналах, центробежной силой, развиваемой за счет вращения образца керна. Максимальная частота вращения ротора современных ультрацентрифуг достигает 20000 об/мин [34]. Кроме этого они оснащены стробоскопическим устройством, позволяющим определять количество вытесненной на каждой ступени из образца жидкости без остановки центрифуги.

Главным преимуществом данного метода является оперативность. Согласно отраслевому стандарту (ОСТ 39-204-86) [42] вращение образцов при каждом заданном числе оборотов необходимо продолжать 1 час, тогда как при использовании полупроницаемой мембраны образцы на каждой ступени давления выдерживают 3-4 суток. Еще одним достоинством метода является то, что он неразрушающий, благодаря чему образцы после центрифугирования могут использоваться в других исследованиях.

Метод центрифугирования не лишен недостатков. Во-первых, метод не пригоден для исследования слабоконсолидированных образцов керна. Во-вторых, отсутствуют единые подходы к расчету капиллярного давления и текущей водонасыщенности: к настоящему моменту разработано большое количество способов расчета [30, 58, 59, 106]. Наибольшим распространением пользуются методы расчета Тульбовича Б.И. и Хасслера-Бруннера. По формуле Тульбовича Б.И. [59] капиллярное давление рассчитывается как среднее, развиваемое в поровых каналах образца, а текущая водонасыщенность определяется как средняя для всего образца по объему вытесненной из него на конкретной ступени жидкости. Способ Хасслера-Бруннера заключается в определении капиллярного давления и водонасыщенности на входном торце образца [58]. В-третьих, ввиду неравномерного распределения водонасыщенности по длине образца измерение удельного электрического сопротивления (УЭС) образца после центрифугирования является некорректным, вследствие чего

результаты таких измерений не могут быть использованы для построения зависимости параметра насыщения от водонасыщенности ($P_n = f(K_v)$).

Метод полупроницаемой мембраны

Одним из распространенных (а в отечественной практике, пожалуй, самый распространенный) методов измерения капиллярных давлений наряду с центрифугированием является метод полупроницаемой мембраны. Исследования проводятся как на одиночных образцах (индивидуальная капилляриметрия), так и одновременно на нескольких (групповая капилляриметрия). Измерения в групповых капилляриметрах проводят в атмосферных условиях в системе газ-вода. При определении капиллярных давлений в индивидуальном капилляриметре возможно создание термобарических условий, моделирующих пластовые, в системе углеводородная жидкость-вода [34].

В процессе эксперимента моделируется процесс заполнения ловушки мигрирующими углеводородами: из первоначально водонасыщенного коллектора происходит вытеснение воды [56, 58]. Метод предусматривает помещение образцов керна в герметичную камеру на полупроницаемую мембрану [75]. В качестве мембраны используются керамические, фарфоровые или другие плитки с гидрофильными порами, размеры которых значительно ниже средних пор образца [15]. Постепенно в камере повышают давление, в результате чего несмачивающая фаза (газ, углеводородная жидкость) вытесняет воду сначала из крупных пор, а по мере увеличения давления заполняет более мелкие поры. Согласно ОСТ 39-204-86 [42] количество ступеней приращения давления должно определяться фильтрационно-емкостными свойствами, но быть не менее 5. Повышение давления проводят до тех пор, пока приращение вытесненного объема воды не прекратится, либо избыточное давление не приблизится к давлению, близкому к давлению прорыва мембраны. По мнению Михайлова С.П. и Мавлетова М.В. [37] для точного воспроизведения формы кривой капиллярного давления число ступеней должно составлять не менее 11, а максимальное давление – не менее 1 МПа.

Среди преимуществ метода полупроницаемой мембраны стоит отметить следующие [34, 56]: равномерное распределение остаточной водонасыщенности по длине керна (в отличие от метода центрифугирования), что дает возможность измерения удельного электрического сопротивления с целью построения зависимости параметра насыщения от водонасыщенности ($P_n = f(K_v)$), необходимой для интерпретации данных электрического каротажа; метод является неразрушающим; в отношении группового капилляриметра – возможность одновременной обработки большого количества образцов; для индивидуального капилляриметра – возможность проведения экспериментов в термобарических условиях, а также оперативный мониторинг насыщенности и сопротивления.

Самым главным недостатком метода является время проведения эксперимента. Как правило, время стабилизации на каждой ступени приращения давления при использовании группового капилляриметра составляет 3-4 суток, в итоге на снятие всей кривой капиллярного давления уходит больше месяца. Кроме этого, избыточное давление, ограниченное давлением прорыва применяемой мембраны не всегда достаточно для получения полной кривой капиллярного давления (кривая не выходит на асимптоту), особенно эта проблема касается слабопроницаемых пород. Также существенным недостатком метода является то, что угол смачивания θ при интерпретации капилляриметрических исследований принимают равным 0° (то есть $\cos\theta = 1$, все поровые каналы считаются гидрофильными), однако для сложнопостроенных пород с полиминеральным составом такое допущение может привести к серьезным ошибкам при построении распределения поровых каналов по размерам ввиду изменчивости поверхностных свойств в пределах образца.

Метод ртутной порометрии

Метод ртутной порометрии наряду с методами центрифугирования и полупроницаемой мембраны нашел широкое распространение (особенно за границей) при изучении структуры пустотного пространства горных пород [58].

Суть метода заключается в следующем [27]: подготовленный образец (экстрагированный и высушенный) помещается в камеру и вакуумируется, далее камера заполняется ртутью. Постепенно поднимается давление и ртуть начинает заполнять пустотное пространство образца: по мере увеличения давления ртуть занимает более мелкие поры. В ходе эксперимента измеряется объем ртути, вошедшей в поровое пространство образца, как функция приложенного давления.

В настоящее время разработаны и применяются два вида систем ртутной порометрии [34]:

1. Ручные системы низкого давления, которые предусматривают ручное управление нагнетанием ртути. Максимальное давление ограничивается 2000-3000 фунт/кв. дюйм (примерно 14-21 МПа).

2. Автоматические системы высокого давления, позволяющие нагнетать ртуть в образец под давлением до 60000 фунт/кв. дюйм (примерно 414 МПа). Наибольшее распространение в мировой практике исследования зерна имеют порозиметры данного типа.

К достоинствам данного метода относится следующее [34]: оперативность (полную кривую капиллярного давления можно снять за 3-4 часа); возможность достижения высоких давлений, что позволяет заполнять весь поровый объем образца даже при работе с низкопроницаемыми отложениями; высокая разрешающая способность за счет большого объема информации (большое количество ступеней давления), благодаря чему отражаются все детали строения пустотного пространства; постоянный угол смачивания поверхности ртутью (общепринятое значение составляет 130°) в пределах всего порового объема за счет чего минимизируются ошибки при определении размеров пор, вызванные гетерогенной смачиваемостью сложнопостроенных отложений [38].

Самым главным недостатком является высокая токсичность ртути, что предъявляет высокие требования к безопасности проведения экспериментов. Во-вторых, в эксперименте отсутствует явно выраженная смачивающая фаза (за нее принимается воздух), в результате чего невозможно определить коэффициент остаточной водонасыщенности. В-третьих, метод является разрушающим: после

эксперимента в образце остается некоторое количество ртути ввиду чего его использование в дальнейших опытах не представляется возможным. Кроме этого, современные приборы, как правило, не позволяют исследовать образцы размером более чем 25 на 25 мм [38], что снижает эффективность метода при исследовании неоднородных отложений ввиду проявления анизотропных и масштабных эффектов.

1.5. Метод ядерного магнитного резонанса (ЯМР)

Явление ядерного магнитного резонанса (ЯМР), начиная со второй половины XX века, широко используется при изучении петрофизических свойств коллекторов нефти и газа (как в лаборатории, так и в скважине – ядерный магнитный каротаж), а также исследовании свойств пластовых флюидов [24, 32, 43, 51, 66, 67]. Исследования горных пород методом ЯМР основаны на изучении резонансного поглощения электромагнитной энергии ядрами атомов водорода.

Многие ядра обладают магнитным моментом, образующимся за счет вращения положительно заряженных частиц – протонов. ЯМР-исследования горных пород и флюидов основаны на реакции ядра атома водорода, которое содержит один протон, так как оно обладает сравнительно большим магнитным моментом и создает достаточно сильный сигнал, к тому же в большом количестве содержится в воде и углеводородах [77]. Вращающийся протон можно представить в виде обычного электрического контура, создающего магнитное поле (или магнитный момент) с двумя полюсами (северным и южным), расположенными вдоль его оси [20]. Следовательно, ядро водорода может считаться своего рода магнитом, ось которого расположена вдоль спиновой оси ядра, как показано на рисунке 1.4. В случае отсутствия магнитного поля магнитные моменты ядер ориентированы в пространстве хаотично. При наложении постоянного магнитного поля с величиной магнитной индукции B_0 к магнитному моменту ядра протон начинает прецессировать вокруг B_0 с частотой f , которая носит название Ларморовская (в честь ирландского физика) [77]:

$$f = \frac{\gamma}{2\pi} B_0 \quad (1.2)$$

где f – Ларморовская частота, Гц; γ – гиромагнитное отношение, Гц/Тл; B_0 – магнитная индукция постоянного магнитного поля, Тл.

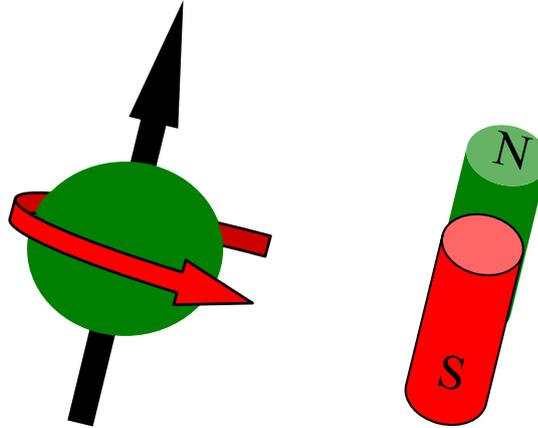


Рисунок 1.4. Модель ядра атома водорода, обладающего магнитным моментом за счет наличия заряда и вращения

В случае, когда вокруг вектора магнитной индукции внешнего магнитного поля прецессирует большое количество ядер, возникает объемная намагниченность M_0 , которая и дает сигнал, измеряемый приборами ЯМР. Данный параметр зависит от количества и типа исследуемого вещества, а также от условий проведения эксперимента и определяется выражением [20]:

$$M_0 = N \frac{\gamma^2 \hbar^2 I(I+1)}{3(4\pi^2)kT} B_0 \quad (1.3)$$

где M_0 – намагниченность, А/м; N – концентрация частиц, шт/м³; γ – гиромагнитное отношение, Гц/Тл; $\hbar = 6,63 \cdot 10^{-34}$ – постоянная Планка, Дж/с; I – квантовое число спина ядра (для ядра водорода составляет 1/2); B_0 – магнитная индукция, Тл; $k = 1,38 \cdot 10^{-23}$ – постоянная Больцмана, Дж/К; T – абсолютная температура, К.

После того как протоны «выстроились» в статическом магнитном поле, считается, что они поляризованы. Поляризация происходит постепенно и ее скорость зависит от параметра, который называется временем продольной релаксации T_1 . Различные флюиды имеют различные времена поляризации [77]. Намагниченность системы в данном случае определяется выражением:

$$M_z(t) = M_0 \left(1 - e^{-\frac{t}{T_1}}\right) \quad (1.4)$$

где t – время, в течение которого на протоны воздействует магнитное поле B_0 , с; $M_z(t)$ – величина намагниченности на момент времени t , А/м; M_0 – окончательная и максимальная величина намагниченности, А/м; T_1 – время продольной релаксации, с.

Следующим шагом, который необходимо сделать для наблюдения ЯМР, является возбуждение переменного магнитного поля. Переменное магнитное поле возбуждается переменным электрическим полем, которое создается с помощью электромагнитной катушки. В случае приложения осциллирующего магнитного поля (B_1), перпендикулярного статическому (B_0), вектор объемной намагниченности семейства протонов меняет свое направление на перпендикулярное к первоначальному. При этом протоны поглощают энергию и переходят в высокоэнергетическое состояние. Применение переменного магнитного поля способствует также тому, что магнитные моменты ядер начинают прецессировать в двух взаимно перпендикулярных по отношению друг к другу направлениях. Такой процесс резонансного поглощения электромагнитной энергии, обусловленный переориентацией магнитных моментов ядер, называется *ядерным магнитным резонансом* [20].

В случае если поле B_1 выключено, протоны начинают рассеивать энергию и смещаться по фазе. В катушке приемника, измеряющей намагниченность в поперечном направлении, наблюдается сигнал затухания. Затухание является экспоненциальным и называется спадом свободной индукции (ССИ) [20].

Так как спад свободной индукции происходит крайне быстро (несколько десятков микросекунд), что не позволяет достаточно надежно регистрировать кривую релаксации, то прибегают к использованию импульсной последовательности, которая носит название цикла Карра-Парселла-Мейбума-Гилла (по имени ученых, аббревиатура на английском – CPMG). В приборах ЯМР используют 180° и 90° импульсы – углы, на которые осуществляется изменение направления намагниченности с помощью осциллирующего поля B_1 относительно статического B_0 . При ЯМР-исследованиях создается ряд импульсов, состоящих из одного 90° и нескольких 180° , при этом между импульсами возникают

регистрируемые эхо-сигналы, интенсивность которых уменьшается со временем. Ряд последовательных импульсов и называется циклом CPMG (рисунок 1.5). Стоит акцентировать внимание на параметре T_E – время между эхо-сигналами. Чем меньше данный параметр, тем менее подвижные компоненты можно зарегистрировать в ходе эксперимента (например, вода в очень мелких порах породы). Поперечная намагниченность уменьшается постепенно и скорость ее снижения зависит от параметра, который носит название время поперечной релаксации (T_2). Намагниченность в данном случае определяется выражением [77]:

$$M_x(t) = M_{0x} e^{-\frac{t}{T_2}} \quad (1.5)$$

где t – время от окончания действия 90° импульса, с; $M_x(t)$ – величина намагниченности на момент времени t , А/м; M_{0x} – величина поперечной намагниченности при $t = 0$ с (время, при котором заканчивается 90° импульс), А/м; T_2 – время поперечной релаксации, с.

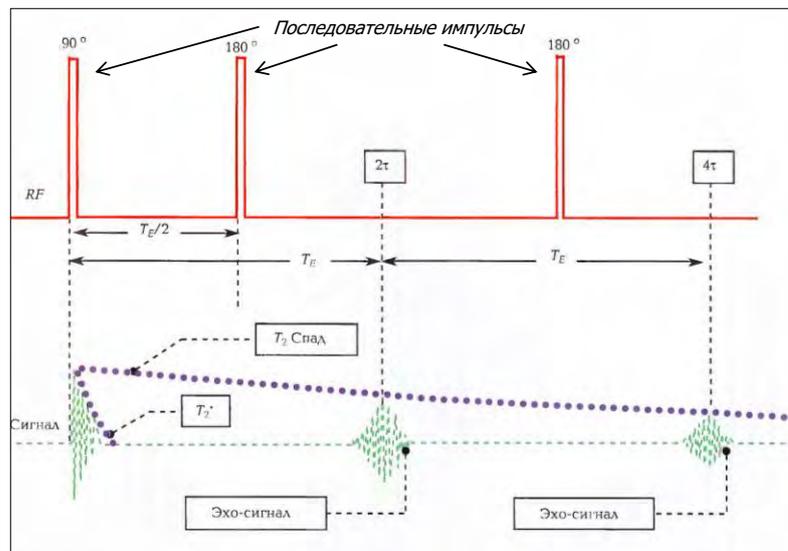


Рисунок 1.5. Цикл Карра-Парселла-Мейбума-Гилла (CPMG) и соответствующая релаксационная кривая [20]

В реальной горной породе существует 3 типа релаксации: поверхностная, объемная и релаксация, связанная с диффузией [20]. Объемная релаксация является характеристикой собственно порового флюида и зависит от его вязкости и химического состава, на нее также влияют температура и давление. Поверхностная релаксация происходит на границе раздела порода-флюид. Релаксация, связанная с

диффузией, возникает в градиентном магнитном поле. Диффузионной релаксацией обладают газы, легкие нефти, вода и некоторые нефти средней вязкости. При выполнении стандартных лабораторных ЯМР-исследований на образцах керна объемной релаксацией и релаксацией, связанной с диффузией, пренебрегают, так как их вклад является пренебрежительно малым.

Как правило, в область исследования прибором попадает набор пор разного размера, насыщенных различными флюидами. Поэтому амплитуда записанного при цикле СPMG сигнала эхо-спина не уменьшается с единичным значением T_2 , а представлена сложным распределением T_2 , которое определяется следующим уравнением [77]:

$$M(t) = \sum M_{0i} e^{-\frac{t}{T_{2i}}} \quad (1.5)$$

где M_{0i} – собственная намагниченность i -ой компоненты, А/м; T_{2i} – время поперечной релаксации i -ой компоненты, с.

В результате использования в ЯМР-релаксометрах последовательности импульсов СPMG получают релаксационную кривую [77] (рисунок 1.6). Математическая обработка данной кривой в итоге позволяет построить распределение инкрементальной пористости по временам поперечной релаксации T_2 , которое является исходным материалом для определения петрофизических характеристик изучаемого образца горной породы (рисунок 1.6).

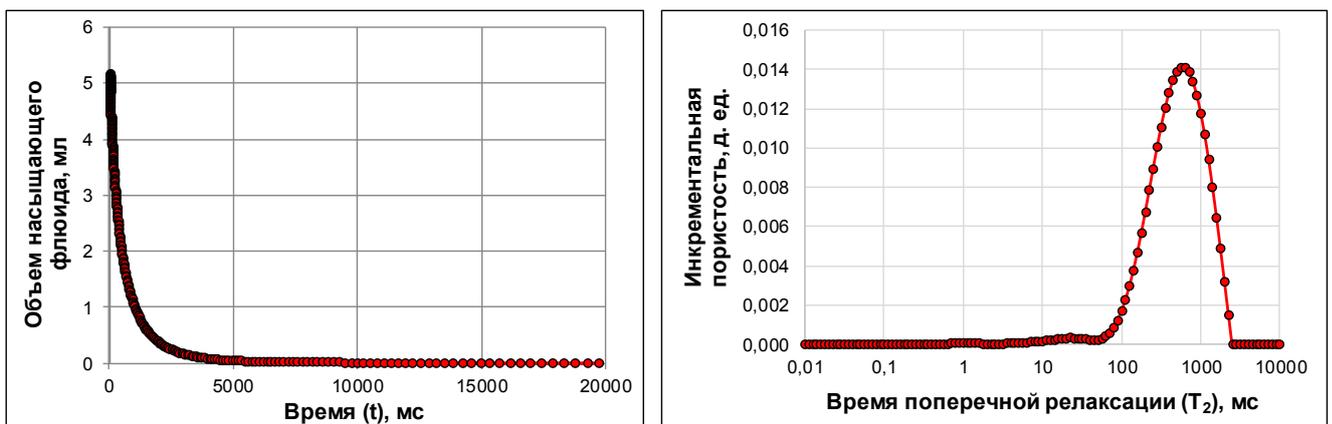


Рисунок 1.6. Релаксационная кривая (слева) и результат математической обработки – распределение пористости по временам поперечной релаксации T_2 (справа) (ассельско-сакмарские отложения, образец керна из скважины Ярейюского месторождения)

В настоящий момент выпускаются различные ЯМР-релаксометры как отечественными («Хроматэк Протон 20М», «МСТ-05», «Spin Track» и другие), так и зарубежными («CoreSpec-1000», «Minispec», «MacroMR12-150H-I», «MesoMR23-060H-I», «MicroMR - 02/05/12/20-025V», «Geospec» и другие) производителями. В зарубежной практике петрофизических исследований наибольшую популярность получили ЯМР-релаксометры компании «Oxford Instruments Industrial Products Limited» (Великобритания) линейки «Geospec», которые также в последнее время активно внедряются в комплекс лабораторного оборудования центров исследования керна и пластовых флюидов ведущих российских нефтегазовых компаний. В данной работе ЯМР-исследования керна проведены на ЯМР-релаксометре «Geospec⁺ 2/75» (рисунок 1.7.), который был поставлен в Центр исследования керна и пластовых флюидов Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми.

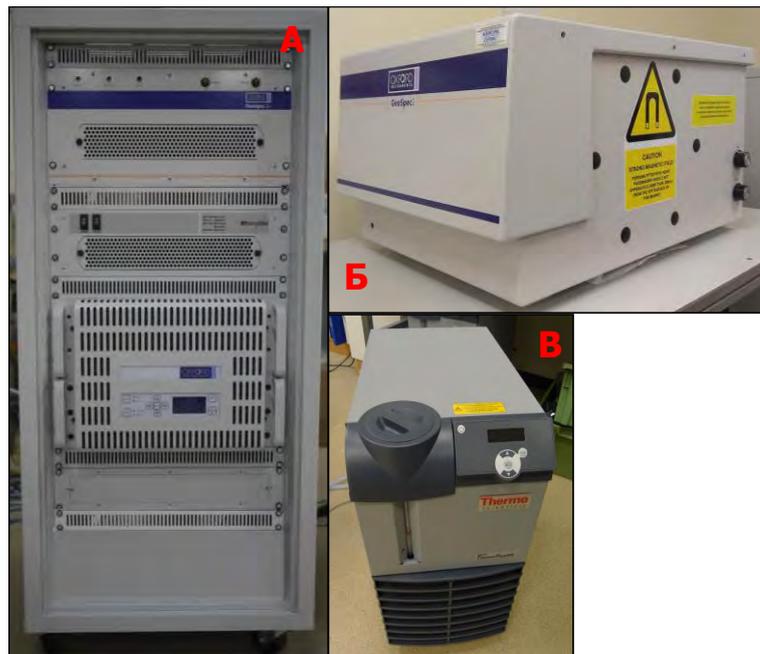


Рисунок 1.7. ЯМР-релаксометр Geospec⁺ 2/75: А – блок электроники, Б – блок магнитов, В – охладитель

Данный релаксометр характеризуется возможностью достижения высокого отношения сигнал/шум (более 200) при изучении образцов керна, что значительно повышает точность и достоверность проводимых исследований, а также малыми

временами между эхо-сигналами в цикле CPMG ($TE \sim 0,060$ мс), что позволяет регистрировать сигнал от флюидов в порах размером до 1 нм. Конструктивно ЯМР-релаксометр состоит из блока постоянных магнитов с датчиком, имеющим цилиндрическую ячейку для исследуемой пробы, блока электроники, персонального компьютера, а также охладителя. Калибровка прибора проводится по калибровочным образцам, изготовленным компанией «Green Imaging Technologies» (Канада).

ЯМР является уникальным неразрушающим методом исследования горных пород и позволяет определять такие важные характеристики коллекторов, как коэффициенты пористости и остаточной водонасыщенности, структуру пустотного пространства, распределение по типам пористости, смачиваемость и другие.

При выполнении лабораторных ЯМР-исследований, как правило, проводят измерение времен поперечной релаксации T_2 (ввиду того, что поперечная релаксация протонов происходит быстрее, чем продольная, что значительно сокращает время проведения эксперимента). Известно, что при полном насыщении образца керна одним флюидом с известным водородным индексом и отсутствии градиента магнитного поля, доминирующим механизмом релаксации ядер является их релаксация на поверхности пор (поверхностная релаксация). В случае полного заполнения пустотного пространства образца породы водой и отсутствии градиента магнитного поля время поперечной релаксации T_2 определяется следующим выражением [20]:

$$\frac{1}{T_2} = \rho \frac{S}{V} \quad (1.6)$$

где T_2 – время поперечной релаксации, мс; ρ – релаксационная активность породы, мкм/мс; S/V – площадь удельной поверхности порового пространства, мкм²/мкм³.

В вышеприведенном выражении отношение площади поры (S) к ее объему (V) является функцией формы и размера поры. Например, если представить пустотное пространство горной породы в виде набора сфер или цилиндров, то площадь удельной поверхности принимает значения $3/r$ и $2/r$ соответственно (здесь r – радиус сферы или цилиндра). Тогда время поперечной релаксации T_2 , в свою

очередь, пропорционально радиусу поры. Для перехода от времен релаксации к размерам пор необходима настройка по данным какого-либо другого метода исследования структуры пустотного пространства. Как правило, используют результаты капилляриметрических исследований, либо данные изучения прокрашенных шлифов (имидж-анализ) [19, 85]. Многие зарубежные исследователи считают, что ЯМР дает оценку собственно тела поры [70, 74, 94], а не его устья, в связи с чем настройка результатов ЯМР по данным капилляриметрических методов, которые, как было указано в предыдущем разделе, дают информацию о размере горловин пор, возможна лишь в том случае, когда размер пор и соединяющих их поровых каналов пропорциональны. Такой случай присущ простым гранулярным коллекторам, в то время как для пород со сложной структурой пустотного пространства подобная ситуация не наблюдается.

Одной из основных петрофизических характеристик, получаемых при ЯМР-исследованиях коллекторов нефти и газа, является пористость. При полном насыщении породы-коллектора водородосодержащей жидкостью, объем последней равен объему пор. Начальная амплитуда ЯМР эхо-сигнала пропорциональна числу протонов водорода, содержащихся в поровых флюидах в зоне исследования, и, следовательно, характеризует пористость изучаемой породы. При определении пористости методом ЯМР необходимо учитывать водородный индекс насыщающей породу жидкости, который по определению равен отношению объемной атомной концентрации водорода в жидкости к его концентрации в пресной воде при нормальных условиях [11]. В практике лабораторных исследований в качестве насыщающей жидкости используют модель пластовой воды, которая, как правило, представляет собой раствор хлорида натрия (NaCl) определенной минерализации [21]. Неучет водородного индекса при ЯМР-исследованиях ведет к серьезным ошибкам в определении пористости. Например, если при ЯМР-исследовании образца керна с пористостью 20,00 %, насыщенного раствором хлорида натрия с водородным индексом 0,92 д. ед., принять водородный индекс равным 1,00, то абсолютная ошибка в определении пористости составит 1,60 %. Среди опубликованной литературы имеются всего лишь две научные

работы, посвященные определению водородного индекса методом ЯМР [86, 90]. Однако, ни в первой, ни во второй работах не приведено уравнение связи между водородным индексом и минерализацией раствора, а также не указано соотношение сигнал/шум, при котором были проведены измерения. С целью повышения достоверности определения коэффициента пористости методом ЯМР были исследованы 15 образцов раствора хлорида натрия (NaCl) с минерализацией от 0 до 300 г/л. Первоначально был приготовлен 1 л основного раствора с минерализацией 300 г/л, из которого в дальнейшем путем разбавления дистиллированной водой были получены растворы остальных минерализаций. Перед исследованиями все образцы были предварительно отвакуумированы с целью удаления пузырьков воздуха. Измерения были проведены в лабораторных условиях ($t = 25\text{ }^{\circ}\text{C}$) на ЯМР-релаксometре Geospec⁺ 2/75 [84]. В результате исследований для каждого раствора определенной минерализации было измерено значение водородного индекса, и получена функциональная зависимость водородного индекса (HI) от минерализации (C) (рисунок 1.8) [49]. Данная зависимость используется для внесения поправок в значение коэффициента пористости при его определении методом ЯМР.

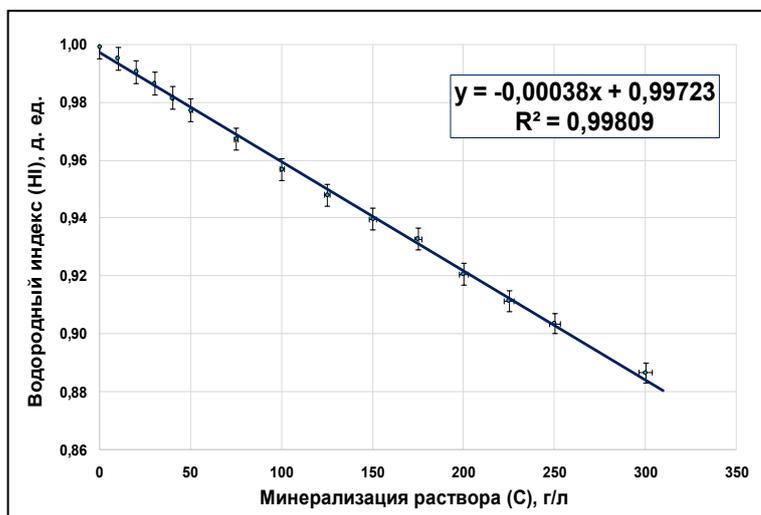


Рисунок 1.8. График зависимости водородного индекса (HI) от минерализации (C) раствора хлорида натрия [49]

Определение количества связанной воды, наряду с определением пористости, является одним из важнейших результатов ЯМР-исследований. Для

определения количества связанной воды применяют два основных метода: метод фиксированного граничного значения (CBVI) и спектрального разделения пористости (SBVI) [20]. Метод граничного определения связанной воды основан на предположении, что связанная жидкость находится в малых порах, а свободная – в больших. Поскольку значения поперечной релаксации T_2 могут быть связаны с размером собственно «тела» поры, то возможно выбрать такое значение, ниже которого все флюиды будут находиться в порах малого размера и будут неподвижны, а выше него – располагаться в крупных порах. Это время называется граничным или временем отсечки $T_{2\text{cut-off}}$. Спектральный метод определения количества связанной воды основан на предположении, что в любых порах имеется связанная вода. Количество связанной воды определяется функцией водонасыщенности, которая оценивает долю связанной воды в порах каждого размера. Наибольшее распространение в практике ЯМР-исследований получил метод фиксированного граничного значения. Для определения времени граничной отсечки проводят два измерения: при полном насыщении образца керна и при частичном, которое достигается путем вытеснения воды газом в капилляриметре либо центрифугированием. По результатам двух измерений строят две кумулятивные кривые, ищут точку пересечения кривой, полученной на частично насыщенном образце, с кривой, полученной на полностью насыщенном образце. Далее ищут значение этой точки на абсциссе. Это и есть граничная отсечка. Данная величина используется при интерпретации материалов ядерного магнитного каротажа (ЯМК) для определения коэффициента остаточной водонасыщенности по всему разрезу скважины. Типовое значение граничной отсечки времен поперечной релаксации $T_{2\text{гр}}$ для терригенного разреза составляет 33 мс, а для карбонатного – 90 мс. Однако для каждого месторождения данные значения необходимо уточнять с помощью лабораторных ЯМР-исследований.

Как уже прежде было упомянуто, метод ЯМР является одним из методов изучения структуры пустотного пространства. На основании результатов ЯМР-исследований в общем объеме пустотного пространства выделяют различные типы пористостей (рисунок 1.9): часть пустотного пространства, занятая глинисто-

связанной водой, и микропористость, объем пор, занятых капиллярно-связанной водой, а также эффективную пористость и, в случае, карбонатных пород – каверновую пористость. Для выделения глинисто-связанной компоненты и микропористости используют граничную отсечку в 3 мс как для терригенных, так и для карбонатных пород, а для отделения каверновой составляющей у карбонатных разностей принимают граничную отсечку 750 мс. Для разделения доли пустотного пространства, занятого капиллярно-связанной водой, и эффективной части порового объема используют граничную отсечку, которую определяют методом, описанным прежде.

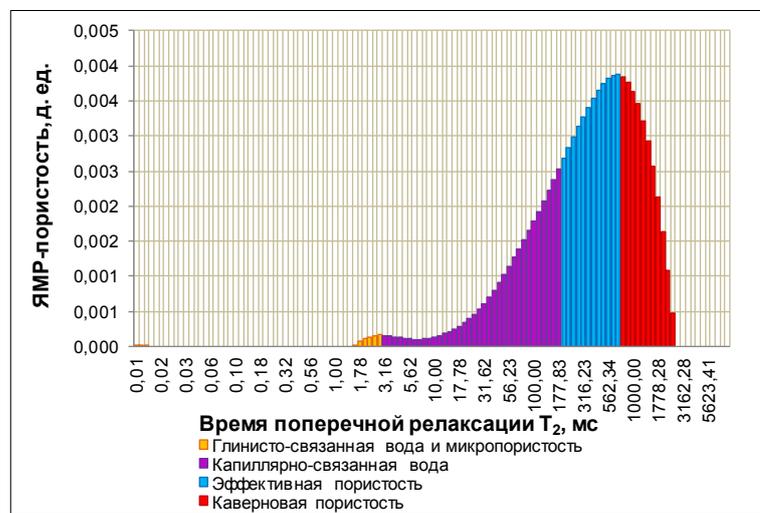


Рисунок 1.9. Распределение ЯМР-пористости по временам поперечной релаксации T_2 (ассельско-сакмарские отложения, образец керна из скважины Ярейюского месторождения)

Таким образом, метод ЯМР при определенных условиях (насыщение образца одним флюидом и отсутствие градиента магнитного поля) можно рассматривать в качестве метода изучения структуры пустотного пространства горных пород, применение которого в отличие от других известных методов позволяет сократить временные и трудовые затраты, а также получить ряд других важных петрофизических характеристик (комплексный метод).

Среди преимуществ метода ЯМР можно отметить следующие: оперативность (распределение пористости по временам поперечной релаксации можно получить за несколько минут); возможность получения большого

количества петрофизических характеристик (коэффициенты пористости и остаточной водонасыщенности, вклад в общую пористость микропористости и глинисто-связанной воды, капиллярно-связанной воды, эффективной и каверновой пористостей и др.); единственный метод, который проводится не только в лаборатории, но и в скважине (ядерный магнитный каротаж – ЯМК); неразрушающий метод; высокая разрешающая способность: современные ЯМР-релаксометры способны фиксировать сигнал от флюидов в порах размером до 1 нм (актуально для нетрадиционных коллекторов).

К недостаткам можно отнести следующие моменты: метод ЯМР является косвенным, что требует его точной калибровки, а также настройки по данным других методов; относительно новый метод ввиду чего отсутствуют единые методические подходы к проведению и интерпретации исследований.

Выводы по главе

В таблице 1.1 представлена сводная информация по рассмотренным методам исследования структуры пустотного пространства горных пород.

Таблица 1.1

Основные характеристики методов исследования структуры пустотного пространства горных пород

Метод	Краткая суть метода	Достоинства	Недостатки
<i>Прямые методы</i>			
Изучение структуры пустотного пространства пород в шлифах	Изучение тонких срезов породы (шлифов) в проходящем свете (оптический микроскоп) и сканирование поверхности образца породы пучком электронов (растровый микроскоп)	1. Единственный прямой метод (изучение генезиса и формы пор, влияния вторичных преобразований и т.д.); 2. Разрешающая способность растрового электронного микроскопа достигает 10^{-9} - 10^{-10} м	Изучение породы происходит на ее тонком срезе и в двухмерном пространстве
Метод Багринцевой К.И.	Насыщение образца породы люминесцирующей жидкостью и фотографирование под ультрафиолетовым светом	1. Отсутствие необходимости применения дорогостоящего оборудования; 2. Нетрудоемкий метод; 3. Возможность определения открытых и залеченных пустот, направления развития трещин, изучения морфологии пор, каверн и трещин	1. Качественный (полуколичественный) метод; 2. Изучаются поры, каверны и трещины, проявляющиеся только на гранях изготовленного из породы куба

Окончание таблицы 1.1

Метод	Краткая суть метода	Достоинства	Недостатки
<i>Косвенные методы</i>			
Метод рентгеновской томографии	Формирование изображения путем многократного облучения образца породы рентгеновскими лучами	1. Неразрушающий метод; 2. Дает экспресс-оценку структуры пустотного пространства при поступлении керна в лабораторию; 3. Возможность проведения динамических исследований: качественная и количественная оценка продвижения фронта вытеснения нефти рабочим агентом (определение относительных фазовых проницаемостей)	1. Высокая разрешающая способность возможна лишь при использовании образцов малых размеров, либо при интерьерном сканировании; 2. Требуется больших вычислительных мощностей
Метод центрифугирования	Определение капиллярных давлений в поровых каналах путем вращения образца породы при разных частотах в центрифуге	1. Оперативность; 2. Неразрушающий метод	1. Не пригоден для исследования слабоконсолидированных образцов керна; 2. Отсутствуют единые подходы к расчету капиллярного давления и текущей водонасыщенности; 3. Измерение УЭС образца является некорректным ввиду неравномерного распределения водонасыщенности по его длине
Метод полупроницаемой мембраны	Определение капиллярных давлений в поровых каналах путем вытеснения из образца породы воды газом или углеводородной жидкостью при ступенчатом увеличении избыточного давления в камере капилляриметра	1. Равномерное распределение остаточной воды по длине керна (корректное определение УЭС); 2. Неразрушающий метод; 3. Возможность обработки большого количества образцов (групповой капилляриметр); 4. Возможность создания пластовых условий (индивидуальный капилляриметр)	1. Продолжительное время проведения эксперимента; 2. Ограниченные значения избыточного давления; 3. Угол смачивания при интерпретации принимают равным 0° (все поровые каналы считаются гидрофильными)
Метод ртутной порометрии	Определение капиллярных давлений в поровых каналах путем закачки в образец породы ртути при ступенчатом увеличении давления	1. Оперативность; 2. Возможность достижения высоких давлений; 3. Высокая разрешающая способность; 4. Постоянный угол смачивания	1. Токсичность ртути; 2. Отсутствует явно выраженная смачивающая фаза; 3. Разрушающий метод
Метод ЯМР	Основан на изучении резонансного поглощения электромагнитной энергии ядрами атомов водорода, измерении времен продольной T_1 и поперечной релаксации T_2	1. Оперативность; 2. Комплексность (возможность определения большого количества петрофизических характеристик); 3. Проводится не только в лаборатории, но и в скважине (ЯМК); 4. Неразрушающий метод; 5. Высокая разрешающая способность	1. Косвенный метод; 2. Отсутствие единых подходов к проведению и интерпретации исследований

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.

ГЛАВА II. РАЗРАБОТКА МЕТОДИЧЕСКОГО ПОДХОДА К ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЙ ТИПИЗАЦИИ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД ПО ДАННЫМ ЛАБОРАТОРНОГО ИЗУЧЕНИЯ КЕРНА (НА ПРИМЕРЕ КЕРНА ЯРЕЙЮСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

2.1. Обзор методов выделения типов пород

Карбонатные породы характеризуются крайне неоднородным строением пустотного пространства как по разрезу, так и по латерали, что обусловлено рядом причин. С одной стороны, фациальные условия накопления осадков весьма разнообразны даже в пределах продуктивных отложений отдельно взятого месторождения углеводородов, что приводит к формированию широкого набора структурно-текстурных особенностей пород и, следовательно, к резко отличным фильтрационно-емкостным свойствам. С другой стороны, особенности физико-химических свойств карбонатных отложений приводят к тому, что породы являются крайне податливыми процессам вторичных преобразований (выщелачивание, трещинообразование, стилолитизация, кальцитизация, перекристаллизация, аутигенное минералообразование и многие другие). Воздействие постседиментационных преобразований приводит к частичному или полному изменению первичных петрофизических свойств пород, сформировавшихся на этапах седиментогенеза и раннего диагенеза. Более того, для вторичных изменений характерен не повсеместный, а избирательный характер воздействия.

Подсчет запасов и проектирование разработки залежей углеводородов в таких сложнопостроенных коллекторах является весьма нетривиальной задачей и требует применения нестандартных решений. Одним из подходов к петрофизическому моделированию сложнопостроенных коллекторов является процесс петротипизации, заключающийся в выделении типов пород в пределах изучаемой залежи.

G.E. Archie первым дал определение *петротипу* [72] – толща пород, части которой откладывались в одинаковых условиях и подверглись одним и тем же процессам вторичного преобразования (разрушение, цементация или растворение). Согласно G.E. Archie конкретный петротип обладает определенным распределением пор по размерам и, следовательно, индивидуальным семейством кривых капиллярного давления. Распределение пор по размерам контролирует пористость и связано с проницаемостью и водонасыщенностью.

M. Skalinski и другие дали более полное определение *петрофизическому типу* [105] – тип породы, характеризующийся определенным набором петрофизических свойств, проявляющий отчетливые признаки для описания характеристик потока, может быть выделен по данным ГИС и связан с такими геологическими характеристиками, как первичная структура и диагенетические преобразования.

Согласно M. Skalinski и другим основными принципами для описания петрофизических типов являются:

1. Петрофизические типы должны учитывать цикличность осадконакопления и диагенетические преобразования;
2. Петрофизические типы должны выделяться в скважинах лишь по данным геофизических исследований. Керновые или другие скважинные данные не требуются для выделения петротипа, но используются для их оценки;
3. Применение петрофизических типов должно улучшить определение характеристик пласта путем введения в модель соответствующих неоднородностей, повысить достоверность оценки распределения объемов нефти и обеспечить более точную характеристику динамических свойств;
4. Петрофизические типы пород, выделенные по каротажным данным, должны быть подтверждены результатами исследований керна и испытаний скважин.

Несмотря на широкое признание специалистами необходимости выделения типов пород в разрезе продуктивных отложений, до сих пор не разработаны методические рекомендации, регламентирующие данный процесс. Однако

различными исследователями разработан достаточно широкий набор методов петротипизации, к которым можно отнести и разные классификации, задачей которых также является объединение пород в относительно однородные группы по общности признаков, лежащих в основе выделения классов. Ниже представлен обзор наиболее известных и широко применяемых методов петротипизации (классификации).

Все методы выделения типов пород можно разделить условно по классифицируемым признакам на 4 группы: петрофизические, литологические, литолого-петрофизические и интегрированные.

Петрофизические методы петротипизации

В рамках данных методов в качестве признаков, лежащих в основе разделения пород на классы, выступают физические характеристики пород: индикатор гидравлической единицы (FZI), геометрия и структура пустотного пространства (PSG), размер поровых каналов и другие. Данные методы характеризуются высокой степенью формализации, в связи чем пользуются популярностью у специалистов.

1. *Выделение гидравлических единиц потока (HFU)*. Одним из самых распространенных и широко применяемых методов петрофизической типизации является метод вычленения гидравлических единиц потока [62, 68, 79, 83, 98]. Данная концепция была разработана в 1993 г. J.O. Amaefule и другими [82], согласно которым под гидравлической единицей потока (от англ. HFU – hydraulic flow unit) следует понимать представительный элементарный объем породы, внутри которого геологические и петрофизические свойства, влияющие на течение флюида, взаимно согласованы и предсказуемо отличны от свойств других объемов пород.

Отправной точкой концепции гидравлических единиц потока стало уравнение Козени-Кармана, связывающее проницаемость и пористость породы [21]:

$$K_{\text{пр}} = \frac{K_{\text{п}}^3}{f_s \tau_r^2 S_{\phi}^2} \quad (2.1)$$

где $K_{\text{пр}}$ – коэффициент проницаемости, м²; $K_{\text{п}}$ – коэффициент пористости, д. ед.; f_s – эмпирический коэффициент, зависящий от формы сечения фильтрующих каналов; τ_r – гидравлическая извилистость фильтрующих каналов, м/м; S_{ϕ} – удельная поверхность фильтрующих каналов, м²/м³. Ввиду того, что определение гидравлической извилистости и удельной поверхности фильтрующих каналов является весьма трудной задачей, J.O. Amaefule и другие сгруппировали неизвестные переменные в комплексный параметр – индикатор гидравлической единицы (от англ. FZI – flow zone indicator):

$$FZI = \frac{1}{f_s \tau_r^2 S_{\phi}^2} = \frac{RQI}{\varphi_z} \quad (2.2)$$

где RQI (reservoir quality index) – показатель качества коллектора, мкм; φ_z – показатель нормализованной пористости (normalized porosity index), д. ед.

RQI определяется выражением:

$$RQI = 0,0314 \sqrt{\frac{K_{\text{пр}}}{K_{\text{п}}}} \quad (2.3)$$

где $K_{\text{пр}}$ – коэффициент проницаемости, мД; $K_{\text{п}}$ – коэффициент пористости, д. ед.

φ_z характеризует отношение объема пустот к объему твердой фазы породы и определяется выражением:

$$\varphi_z = \frac{K_{\text{п}}}{(1-K_{\text{п}})} \quad (2.4)$$

По мнению J.O. Amaefule и других при отображении значений RQI и φ_z на графике в билогарифмическом масштабе точки образцов с близкими значениями FZI будут располагаться вблизи одной прямой линии и, следовательно, характеризоваться схожими признаками поровых каналов и формировать гидравлическую единицу.

Для объединения пород в гидравлические единицы потока используют различные техники: методы кластерного анализа и нейронных сетей [7, 87], метод глобальных классов гидравлических единиц GHE [10, 78], метод выделения на графике накопленной частоты FZI прямолинейных участков [29, 61], метод дискретных петротипов DRT [102].

P.W.M. Corbett и D.K. Potter [78] предложили в 2004 г. единую систему гидравлических единиц потока GHE (global hydraulic elements), основанную на обобщении результатов исследований пород большого количества месторождений. В рамках данной системы каждому классу заранее соответствуют жесткие границы FZI. В таблице 2.1 приведены глобальные гидравлические единицы GHE и соответствующие им нижние границы FZI.

Таблица 2.1

Нижние границы FZI для глобальных гидравлических единиц (GHE)

GHE	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1
FZI, мкм	48	24	12	6	3	1,5	0,75	0,375	0,1875	0,0938

Общая формула для расчета нижних границ FZI глобальных гидравлических единиц выглядит следующим образом:

$$FZI_i = 2FZI_{i-1} \quad (2.5)$$

где FZI_i – искомая нижняя граница соответствующей глобальной гидравлической единицы, мкм; FZI_{i-1} – нижняя граница предыдущей глобальной гидравлической единицы, мкм.

Метод выделения на кумулятивной кривой FZI прямолинейных участков, соответствующих гидравлическим единицам потока, имеет широкое распространение [29, 61]. Его применение обусловлено тем, что распределение FZI, как правило, является полимодальным и не подчиняется известным законам (особенно характерно для сложнопостроенных карбонатных пород). Стоит отметить, что данный подход характеризуется значительным недостатком: выделение линейных участков лишено объективности.

G. Guo и другие [102] предложили в 2005 г. подход к объединению пород с близкими значениями FZI в группы – DRT (discrete rock type). Данный подход основан на преобразовании непрерывной величины FZI в дискретную для того, чтобы задать каждой ячейке геологической модели конкретное значение DRT, а затем, располагая индивидуальными зависимостями проницаемости от пористости для каждого петротипа, восстановить значение проницаемости для каждой ячейки в соответствии с выделенным типом. Преобразование непрерывной величины FZI

в дискретную осуществляется путем округления до целого числа значения, полученного по формуле:

$$DRT = 2 \ln(FZI) + 10,6 \quad (2.6)$$

2. Выделение петрофизических типов на основе размера поровых каналов.

Согласно G.E. Archie [72] фундаментальной характеристикой, определяющей тип породы, влияющей на такие петрофизические свойства как пористость, проницаемость, остаточная водонасыщенность, а также на вид кривой капиллярного давления, является распределение пор по размерам.

Выделение петротипов на основе размера поровых каналов так же, как и метод вычленения гидравлических единиц потока, достаточно активно применяется исследователями [68, 73, 98].

Пионерской (даже можно сказать – фундаментальной) работой в данном направлении стала публикация 1980 г. S. Kolodzie [91]. S. Kolodzie в своей работе приводит уравнение D. Winland (судя по всему, сам D. Winland не опубликовал результаты своей работы), которое связывает радиус поровых каналов, коэффициенты пористости и проницаемости образцов пород:

$$\lg R_{35} = 0,732 + 0,588 \lg K_{пр} - 0,864 \lg K_p \quad (2.7)$$

где R_{35} – радиус поровых каналов, соответствующий 35 % насыщению порового объема несмачивающей фазой (ртутью), мкм; $K_{пр}$ – коэффициент проницаемости, мД; K_p – коэффициент пористости, %.

D. Winland вывел вышеприведенное уравнение с помощью регрессионного анализа. Вероятнее всего, в качестве зависимой переменной выступал коэффициент проницаемости, а не радиус поровых каналов (что противоречит здравому смыслу). D. Winland установил для месторождения Spindle (Колорадо), что граничное значение радиуса поровых каналов, разделяющее коллектор от неколлектора, составляет 0,5 мкм.

E.D. Pittman в 1992 г. опубликовал работу [100], в которой развил подход D. Winland. Он использовал данные по 202 образцам песчаника разного возраста из разных формаций, включающие в себя определения коэффициентов пористости и проницаемости, а также результаты ртутной порометрии. E.D. Pittman вывел

эмпирические уравнения, связывающие радиус поровых каналов (соответствующие насыщенности образцов ртутью от 10 до 75 % с шагом в 5 %), коэффициенты пористости и проницаемости. Наилучшие результаты (коэффициент корреляции $r = 0,926$) были получены для радиусов R_{20} и R_{25} .

3. *Выделение петрофизических типов методом PSG (pore structure and geometry).*

В 2009 г. P. Permadi и A. Susilo опубликовали работу [99], в которой предложили подход к петротипизации. P. Permadi и A. Susilo преобразовали уравнение Козени-Кармана и вывели два параметра – показатель, отражающий геометрию пор PG (pore geometry), и показатель, характеризующий структуру пустотного пространства PS (pore structure). Параметр PG определяется выражением:

$$PG = \sqrt{\frac{K_{пр}}{K_p}} \quad (2.8)$$

где $K_{пр}$ – коэффициент проницаемости, мД; K_p – коэффициент пористости, д. ед.

Показатель PS можно найти по формуле:

$$PS = \frac{K_{пр}}{K_p^3} \quad (2.9)$$

Если для каждого образца рассчитать данные параметры и нанести результаты на график в билогарифмическом масштабе (по оси ординат отложить показатель PG, а по оси абсцисс – PS), то точки, лежащие на одной прямой, будут относиться к одному классу. В случае аппроксимации данных степенной функцией, показатель степени 0,5 будет соответствовать самой простой структуре пустотного пространства (модель капиллярных трубок). Согласно P. Permadi и A. Susilo, для карбонатных пород наличие каверн повышает качество петротипа (соответственно увеличивается показатель степенной функции), и, наоборот, с уменьшением доли каверн ухудшается качество петротипа (следовательно, уменьшается показатель степени).

A.S. Wibowo и P. Permadi в 2013 г., продолжая развивать предложенный в 2009 г. подход к петротипизации PSG [99], на основании значительного объема экспериментальных данных создали кривую петротипов [109], позволяющую

априорно делить образцы на группы, не привлекая дополнительных петрографических исследований (рисунок 2.1). A.S. Wibowo и P. Permadi указывают на то, что по графику зависимости параметра PG от параметра PS можно установить образцы, для которых характерны активные микротрещины, вносящие вклад в увеличение проницаемости. Данные образцы располагаются в пределах выделенных классов на одной аппроксимирующей линии, но на некотором удалении от основной массы точек.

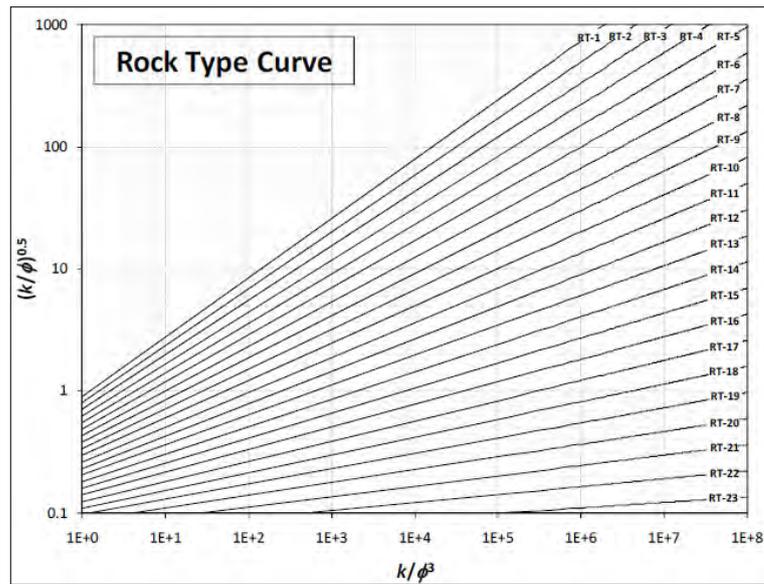


Рис. 2.1. Кривая петротипов по методу PSG [109]

4. Применение J-функции Леверетта для типизации.

М.С. Leverett в 1940 г. предложил безразмерную функцию (названная впоследствии J-функцией Леверетта) для объединения результатов капилляриметрических исследований на разных образцах керна с учетом их ФЕС и свойств насыщающих жидкостей [92]. J-функция имеет вид:

$$J(K_B) = \frac{P_c \sqrt{\frac{K_{пр}}{K_{п}}}}{\sigma \cos \theta} \quad (2.10)$$

где $J(K_B)$ – J-функция Леверетта (безразмерная величина); P_c – капиллярное давление, Па; $K_{пр}$ – коэффициент проницаемости, m^2 ; $K_{п}$ – коэффициент пористости, д. ед.; σ – поверхностное натяжение на границе флюидов, Н/м; θ – угол смачивания, град. Рассчитанные значения J-функции откладывают на графике с

соответствующими им величинами коэффициентов водонасыщенности и аппроксимируют известной функцией (как правило, степенной).

М.С. Leverett проводил исследования на 6 образцах неконсолидированного песка, 2 из которых были глинистыми. Он установил, что J-функции двух групп (первая представлена чистыми песками, вторая – глинистыми) не согласуются между собой, что указывает на особенности строения пустотного пространства.

J-функция Леверетта активно используется различными авторами [2, 14, 39] для задания куба нефтенасыщенности в геологических моделях залежей. Особенно это актуально для неоднородных, сложнопостроенных пород, в разрезе которых определение нефтенасыщенности пропластков-коллекторов невозможно в силу того, что размер каротажного электрического зонда больше толщины пропластка (карбонатные коллекторы).

J.W. Амух показал [1], что различные типы пород группируются в отдельные классы при использовании J-функции Леверетта. Таким образом, данная функция применима к решению задач петротипизации.

Литологические методы петротипизации

В рамках данной группы методов признаком, лежащим в основе разделения пород на классы, являются качественные литологические характеристики пород, а также генетические особенности, приведшие к формированию тех или иных характеристик: генезис пустотного пространства, влияние постседиментационных процессов, наличие и тип форменных элементов или зерен, структура цементирующей массы и т.д.

1. *Классификация пористости карбонатных пород P.W. Choquette и L.C. Pray.*

P.W. Choquette и L.C. Pray в 1970 г. разработали классификацию пористости карбонатных пород, учитывающую генезис пустот, их размер, количество, влияние на них постседиментационных процессов [76].

Классификация включает в себя четыре характеристики, по которым происходит описание пустотного пространства карбонатных пород: основные типы пористости (Basic porosity types), генетические факторы (Genetic modifiers), факторы размера (Size modifiers) и факторы количества (Abundance modifiers).

P.W. Choquette и L.C. Pray выделили 15 основных типов пористости, среди которых наиболее значимыми (по их мнению) являются следующие: межчастичная (interparticle), внутривчастичная (intraparticle), межкристаллическая (intercrystal), следовая (moldic), фенестровая (fenestral), трещинная (fracture) и каверновая (vug).

13 выделенных генетических фактора объединены в 3 группы: время образования пустотного пространства (time of formation), процесс, влияющий на преобразование (process), а также вид и объем преобразования (direction or stage).

По размеру P.W. Choquette и L.C. Pray выделяют мегапоры (от 4 до 256 мм), мезопоры (от 1/16 до 4 мм) и микропоры (менее 1/16 мм).

Для количественного описания пористости P.W. Choquette и L.C. Pray предлагают использовать процентное содержание пустот в породе, отношение различных типов пористости, а также и то и другое.

2. Структурная классификация карбонатных пород R.J. Dunham, дополненная A.F. Embry и J.E. Klovan.

Широким распространением в практике петрографических исследований карбонатных коллекторов пользуется классификация R.J. Dunham, дополненная A.F. Embry и J.E. Klovan (рисунок 2.2) [80, 81] (в российской практике данная классификация применяется в интерпретации Кузнецова В.Г. [31]). Классификация является структурной и учитывает такие факторы как наличие и тип форменных элементов или зерен, их соотношения с цементирующей массой, а также структура последней.

На начальном этапе разделение пород идет по возможности установления первичных осадочных структур. Если первичные структуры не могут быть установлены, то породы подразделяются по физическим показателям структурных элементов: размеру и морфологии кристаллов и т.д. В случае если первичные компоненты могут быть установлены, то породы подразделяются на два типа в

зависимости от того, были связаны между собой первичные компоненты в ходе осадконакопления или нет. Породы, чьи структурные элементы были связаны в процессе осаждения (автохтонный известняк), объединяются в группу баундстоунов. Дальнейшее разделение баундстоунов на бафлстоун, байндстоун и фреймстоун основано на типе скелета основного каркасообразующего биокомпонента.

Породы, чьи первичные компоненты не были связаны в ходе осаждения, подразделяются далее в зависимости от размера форменных элементов (зерен) на два типа: первый – форменные элементы (зерна) имеют размерность до 2 мм, второй – более 10 % форменных элементов имеют размер больше 2 мм. Затем по содержанию илистого материала, соприкосновению зерен и их размеру породы окончательно делятся на мадстоун, вакстоун, пакстоун, грейнстоун, флаутстоун и рудстоун.

Depositional texture recognizable				Depositional texture not recognizable	
Components not bound together during deposition			Components were bound together during deposition		
Contains carbonate mud (clay / fine silt)		Lacks mud and is grain supported			
Mud supported		Grain supported			
Less than 10% grains	More than 10% grains				
Mudstone	Wackestone	Packstone	Grainstone	Boundstone	Crystalline
5 mm	5 mm	5 mm	5 mm	5 mm	5 mm
		Rudstone (large grains)		Framestone	1m
Floatstone (large grains)		30 mm		Bindstone	100 mm
30 mm		30 mm		Bafflestone	100 mm

Рис. 2.2. Структурная классификация R.J. Dunham, дополненная A.F. Embry и J.E.

Литолого-петрофизические методы петротипизации

В основе выделения типов пород методами данной группы лежит взаимосвязь литологических (структурно-текстурных) характеристик и петрофизических свойств карбонатных пород.

1. *Структурно-петрофизическая классификация карбонатных пород F.J. Lucía.*

F.J. Lucía предложил в 1995 г. методику типизации [33, 93], основанную на взаимосвязи структурных характеристик и петрофизических свойств карбонатных пород. Для определения связи петроструктур и петрофизических параметров пустотное пространство предлагается разделять на межчастичную (interparticle) и каверновую (vuggy) пористости. Последнюю F.J. Lucía разделил на два типа: пористость, связанная с изолированными кавернами (separate), и пористость, обусловленная взаимосвязанными кавернами (touching). Изолированные каверны соединяются между собой посредством сети межчастичных пор, тогда как взаимосвязанные каверны соединены друг с другом напрямую.

F.J. Lucía установил, что петрофизические свойства межчастичного пустотного пространства связаны с размером и сортировкой частиц, а также с величиной межчастичной пористости. Он предложил разделить карбонатные породы на три класса. Основой классификации явилась незначительно модифицированная структурная классификация R.J. Dunham: автор предложил делить породы на преимущественно зернистые (грейнстоун, пакстоун) и преимущественно глинистые (пакстоун, вакстоун, мадстоун). Обобщив большой объем экспериментальных данных, F.J. Lucía с использованием многомерного регрессионного анализа вывел уравнение, связывающее проницаемость, пористость и структурные особенности породы (параметр RFN – Rock Fabric Number) [93]:

$$lgK_{пр} = 9,7982 - 12,0838lgRFN + (8,6711 - 8,2965lgRFN)lgK_{п} \quad (2.11)$$

где $K_{пр}$ – коэффициент абсолютной газопроницаемости, мД; RFN – структурный индекс; $K_{п}$ – коэффициент пористости (причем межчастичной – по классификации F.J. Lucia).

Для первого класса RFN изменяется от 0,5 до 1,5, для второго – от 1,5 до 2,5 и для третьего – от 2,5 до 4.

Для пород, характеризующихся наличием изолированно-каверновой пористости, F.J. Lucia установил, что данный факт добавляет вклад к межчастичной пористости, но при этом не вызывает значительного увеличения проницаемости. А вот петрофизические свойства пород с взаимосвязанными кавернами не имеют связи с первичными структурными особенностями.

2. Классификация карбонатных пород G.E. Archie.

G.E. Archie в 1952 г. предложил свой вариант классификации карбонатных пород [71], основанной на структурных характеристиках пород и особенностях строения пустотного пространства (распределение пор по размерам).

Классификация состоит из двух частей: структурные особенности матрицы породы и характер видимого пустотного пространства. По структурным характеристикам породы подразделяются на три типа: Type I (плотная кристаллическая порода), Type II (порода с мелоподобной структурой) и Type III (порода с зернистой или сахаровидной структурой). По характеру видимого пустотного пространства породы подразделяются на 4 класса: Class A (порода без видимой пористости под микроскопом с 10-ти кратным увеличением, либо с порами размером менее 0,01 мм в диаметре), Class B (породы с видимой пористостью более 0,01 мм, но менее 0,1 мм), Class C (породы с видимой пористостью более 0,1 мм, но менее размера шлама), Class D (видимая пористость, о чем свидетельствует рост вторичных кристаллов на поверхности шлама или признаки вторичных преобразований, отражающие трещинные или каверновые каналы; породы, в которых размер пор больше размера шлама).

Также G.E. Archie на большом количестве экспериментального материала показал, что данные типы пород характеризуются определенными

петрофизическими свойствами (пористость, проницаемость, капиллярное давление, электрическое сопротивление), показаниями ГИС, петрофизическими связями.

3. Оценочно-генетическая классификация карбонатных коллекторов Багринцевой К.И.

В отечественной практике широкую популярность получила классификация карбонатных коллекторов Багринцевой К.И. [6]. В основе классификации лежат проницаемость и пористость горных пород, исходя из которых дается название типу коллектора: поровый, каверново-поровый, трещинный и т.д. Особенностью классификации является то, что величины коллекторских свойств (проницаемость, пористость, остаточная водонасыщенность) связаны с генетическими особенностями карбонатных пород, характеризующимися различными структурой и текстурой.

В данной классификации все коллекторы поделены на 3 группы: коллекторы группы А представлены высокочемкими коллекторами каверново-порового и порового типов, группы Б – среднеемкими коллекторами порового типа и группы С – низкочемкими коллекторами сложного типа. Данные группы объединяют 7 классов, которые выделены по величине коллекторских свойств.

Интегрированные методы петротипизации

Данные методы выделены в отдельную группу в связи с тем, что в рамках интегрированных подходов невозможно выявить преимущественный классификационный признак, по которому осуществляется выделение петрофизических типов пород. Петротипы выделяются и описываются с применением большого количества данных, полученных в результате исследований керна, ГИС, ГДИ и т.д.

1. Интегрированный метод М. Skalinski и др.

М. Skalinski и другие [88, 104, 107] предложили свой подход к выделению петрофизических типов карбонатных пород, который является интегрированным и основан на комплексном использовании большого количества данных (результаты

стандартных и специальных исследований керна, расширенный комплекс ГИС). Весь процесс петротипизации М. Skalinski и др. разбили на 8 последовательных шагов:

1. Анализ имеющихся данных (Data Scenario): сбор необходимой для выделения петротипов информации (результаты исследований керна, ГИС, динамические данные), выявление пробелов в имеющихся данных;

2. Выделение осадочных типов пород (Depositional Rock Typing): выделение осадочных типов пород, которые могут быть спрогнозированы по данным ГИС. Осадочные типы выделяются исходя из особенностей осадконакопления и развития процессов вторичного преобразования;

3. Выделение типов коллектора – влияние процессов диагенеза (Reservoir Typing – effect of Diagenesis): оценка степени влияния на коллекторские свойства постседиментационных процессов и соответствующее выделение типов коллектора (осадочный – свойства контролируются осадочным типом породы, промежуточный – свойства контролируются как осадочными, так и диагенетическими процессами, диагенетический – свойства контролируются преимущественно диагенетическими процессами). При этом в случае наличия трещиноватости, типам присваиваются классы трещин по R.A. Nelson [95];

4. Выделение типов пор (Pore Typing): типизация пустотного пространства, основанного на имеющихся данных;

5. Определение петрофизических типов пород (PRT Definition): на основании результатов, полученных в ходе выполнения вышеперечисленных шагов, выделяются петрофизические типы;

6. Выделение петротипов во всех скважинах и контроль качества с помощью карт (PRT Determination in a Multi-well Setting and QC Using Maps): разработка алгоритмов или моделей прогноза петротипов, определение петротипов в разрезах всех скважин, контроль качества и построение пространственных трендов и зависимостей;

7. Оценка выделенных петротипов по динамическим данным (Dynamic Validation of PRTs): целью данного этапа является подтверждение (либо

неподтверждение) наличия связи выделенных петрофизических типов с характеристиками потока;

8. Распределение петротипов и пространственная оценка (PRT Distribution and Spatial Validation): пространственное распределение петрофизических типов в 3D модели на основе построения трендов и пространственных взаимоотношений.

2. Интегрированный подход к петрофизической типизации S.M. Salman и S. Bellah.

S.M. Salman и S. Bellah в 2009 г. [103] предложили комплексный подход к выделению типов пород формации Мишриф на одном из шельфовых месторождений Абу-Даби. В качестве исходной информации S.M. Salman и S. Bellah использовали результаты петрографических и петрофизических исследований. Пространственное распределение выделенных петротипов было основано на концептуальной модели формации Мишриф, построенной с применением скважинных данных, результатов исследования обнажений и современных аналогов, а также данных сейсмики 3D. Процесс петротипизации включает в себя 8 последовательных шагов:

1. Выделение литофаций и установление их взаимосвязи на основе макро- и микроисследований керна (размер зерен, их тип, сортировка и т.д.);

2. Определение структуры пор (тип и размер);

3. Определение диагенетических преобразований отложений (выщелачивание, цементация);

4. Установление петрофизических характеристик каждой литофации на основе связи проницаемости и пористости;

5. Выделение петрофизических типов: объединение схожих литофаций с близкими петрофизическими свойствами;

6. Проверка выделения петротипов по данным о распределении поровых каналов (исследования методом ртутной порометрии);

7. Проверка выделения петротипов по кривым капиллярного давления;

8. Построение концептуальной модели на основе исследований обнажений/современных аналогов и результатов сейсмических работ с целью выявления пространственного распределения петротипов.

2.2. Постановка проблемы и характеристика объекта исследования

Объектом исследования является керн ассельско-сакмарских отложений, отобранный из скважины Ярейюского месторождения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (Республика Коми) (рисунок 2.3). Накопление осадков происходило на мелководном шельфе Печорского палеобассейна. Жемчугова В.А. и др. [44] в разрезе ассельско-сакмарских отложений Ярейюской площади выделяют четыре фациальных комплекса: органогенных построек (скелетные и микробильные холмы), мелководного рампа и относительно глубоководной впадины.

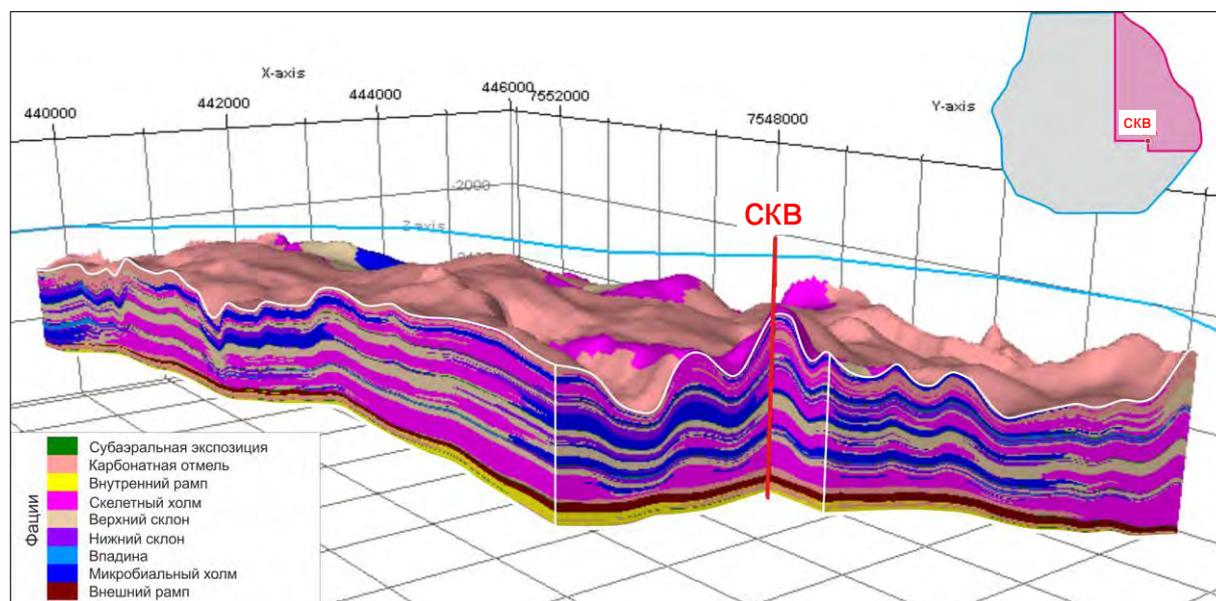


Рис. 2.3. Проектное положение скважины и фрагмент куба фаций [97]

Для выполнения работы использовались данные по 306 образцам керна, из них 261 образец стандартного размера и 45 полноразмерных образцов. На всех образцах проведены стандартные исследования (определение коэффициента открытой пористости и коэффициента абсолютной газопроницаемости), на 70 из

них выполнены капилляриметрические исследования в системе «газ-вода» и ЯМР-исследования, также имеется петрографическое описание 72 шлифов, отобранных из мест выпиливания стандартных образцов керна.

В общем виде изучаемые отложения представлены переслаиванием известняков биокластовых, биогермных палеоплизиновых (палеоплизиново-зеленоводородослевых), известняков микрокодиевых, полифитово-строматопоровых, биокластово-полифитовых, неравномерно нефтенасыщенных. Отложения в различной степени подвержены процессам вторичного преобразования: кальцитизации и перекристаллизации, стилолитизации, окремнению, доломитизации, выщелачиванию.

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 (постдиагенетических) преобразований, нежели структурными особенностями породы, сформировавшимися на этапах седиментогенеза и раннего диагенеза.

Основными ФЕС породы, определяющими ее коллекторский потенциал, являются пористость и проницаемость. Связь между данными показателями определяется уравнением Козени-Кармана (см. уравнение 2.1) [21, 58]. Строго говоря, данное уравнение выведено теоретически для пористых сред с правильной геометрической формой поровых каналов. Как правило, тесные связи между коэффициентами проницаемости и пористости наблюдаются для поровых (гранулярных) пород, какими обычно являются терригенные отложения. Карбонатные породы напротив имеют сложную структуру порового пространства, представленную пустотами различного размера, формы и генезиса.

На рисунке 2.4 представлено сопоставление коэффициентов проницаемости и пористости образцов керна, отобранного из скважины Ярейюского месторождения.

По рисунку 2.4 видно, что для образцов с одинаковым значением открытой пористости, различия в проницаемости достигают 5 порядков. Значительная

дисперсия данных не является случайной, а обусловлена наличием в изучаемом разрезе пород с различной структурой пустотного пространства и, следовательно, относящихся к разным петрофизическим типам.

Коэффициент детерминации (R^2) при этом весьма низкий (0,462), поэтому использование обобщенной зависимости для прогнозирования проницаемости может привести к серьезным ошибкам при построении геолого-гидродинамической модели.

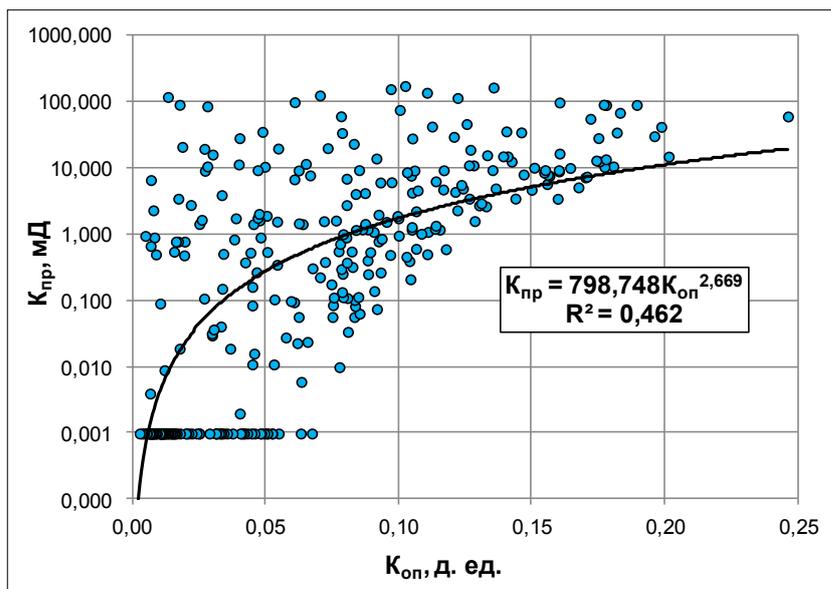


Рис. 2.4. Зависимость коэффициента абсолютной газопроницаемости от коэффициента открытой пористости

2.3. Разработка методического подхода к выделению петрофизических типов

Для полного описания структуры пустотного пространства таких сложных систем, как горные породы, в особенности карбонатных отложений, недостаточно применения простых теоретических моделей и результатов стандартных петрофизических исследований. Для детальной характеристики необходимо привлечение специальных методов исследования порового пространства. Одним из таких методов является метод ЯМР.

Для решения задачи петротипизации предлагается использование двух показателей:

1). Структурный параметр (назовем условно N) [60], определяемый по результатам стандартных исследований и равный:

$$N = \sqrt{\frac{K_{пр}}{K_{оп}}} \quad (2.12)$$

где N – структурный параметр, мД^{0,5}; $K_{пр}$ – коэффициент абсолютной газопроницаемости, мД; $K_{оп}$ – коэффициент открытой пористости, д. ед.

Исходя из анализа размерностей, данный параметр соответствует радиусу поровых каналов и отражает фильтрационный потенциал породы. По сути данная величина характеризует взаимосвязь проницаемости и пористости и определяет тип коллектора (поровый, каверново-поровый, трещинный и т.д.). Структурный параметр был выбран автором для выделения петрофизических типов по причине того, что он чувствителен к наличию в образцах керна открытых трещин и стилолитов: при их развитии (в случае одинаковых значений пористости) проницаемость и, следовательно, структурный параметр значительно возрастают.

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

$$M = \frac{FFI}{BVI} \quad (2.13)$$

где M – отношение индекса свободного флюида к индексу связанного флюида, ед.; FFI – индекс свободного флюида (равен сумме вкладов в общую пористость эффективной и каверновой пористостей), д. ед.; BVI – индекс связанного флюида (равен сумме вкладов в общую пористость глинисто-связанной воды и микропористости и капиллярно-связанной воды), д. ед. (рисунок 1.9). Приведенное отношение используется в модели свободного флюида (модель G.R. Coates) при прогнозировании коэффициента проницаемости по данным ЯМР [20, 77]. Данный показатель отражает емкостный потенциал породы и чувствителен к проявлению процессов выщелачивания в отложениях и, соответственно, развитию каверн: с повышением доли каверновой составляющей в пустотном пространстве породы данный параметр возрастает. Еще одним показателем, пропорциональным средневзвешенному размеру слагающих пустотное пространство породы пустот и, соответственно, зависимым от содержания каверновой составляющей, является

среднелогарифмическое значение времен поперечной релаксации, определяемое по формуле:

$$T_2 \log mean = 10^{\frac{\sum K_{pi} \lg(T_{2j})}{\sum K_{pi}}} \quad (2.14)$$

где $T_2 \log mean$ – среднелогарифмическое значение времен поперечной релаксации, мс; K_{pi} – 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, применяемого при проверке гипотезы о равенстве средних значений двух выборок [17]:

$$t_p = \frac{X_1 - X_2}{\sqrt{\left(\frac{1}{n_1} + \frac{1}{n_2}\right) \left(\frac{(n_1-1)\sigma_1^2 + (n_2-1)\sigma_2^2}{n_1 + n_2 - 2}\right)}} \quad (2.15)$$

где X_1, X_2 – средние значения параметров для каждой выборки; n_1, n_2 – количество значений параметров в каждой выборке; σ_1, σ_2 – стандартные отклонения параметров каждой выборки. Различия между средними значениями параметров двух выборок статистически значимы, если $|t_p| > |t_{кр}|$. Значение $t_{кр}$ является «табличным» и зависит от числа степеней свободы и достигаемого уровня значимости (p -value).

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. Затем по каждому из анализируемых параметров были рассчитаны соответствующие значения t_p и p -value (таблица 2.2). Несмотря на то, что по обоим показателям две группы образцов статистически отличаются друг от друга, различия по параметру M являются более значимыми (значение p -value на несколько порядков меньше).

Также по кумулятивным кривым параметра M выделенных групп образцов было определено граничное значение данного показателя (рисунок 2.5) – $(FFI/BVI)_{гр} = 1,84$ ед., которое позволяет на основании данных ЯМР-исследований керн исследуемых отложений судить о наличии или отсутствии в образце проявлений процессов выщелачивания и, следовательно, о развитии каверн.

Статистические характеристики параметров M и $T_2 \log \text{mean}$ и t -критерии Стьюдента для сравнения образцов с установленным влиянием процесса выщелачивания и его отсутствием

Показатели	Статистические характеристики*		<u>t-критерий</u> p-value
	Наличие выщелачивания	Отсутствие выщелачивания	
M , ед.	$\frac{3,550 \pm 2,155}{1,191-10,077}$	$\frac{1,275 \pm 1,033}{0,153-4,917}$	$\frac{-6,987}{1,498 \cdot 10^{-9}}$
$T_2 \log \text{mean}$, мс	$\frac{375,402 \pm 153,982}{114,679-871,989}$	$\frac{232,617 \pm 145,006}{15,327-586,303}$	$\frac{-4,011}{1,528 \cdot 10^{-4}}$

Примечание: в числителе указаны среднее арифметическое значение \pm среднее квадратическое отклонение, в знаменателе – размах значений. При использовании t -критерия значения указанных параметров были прологарифмированы

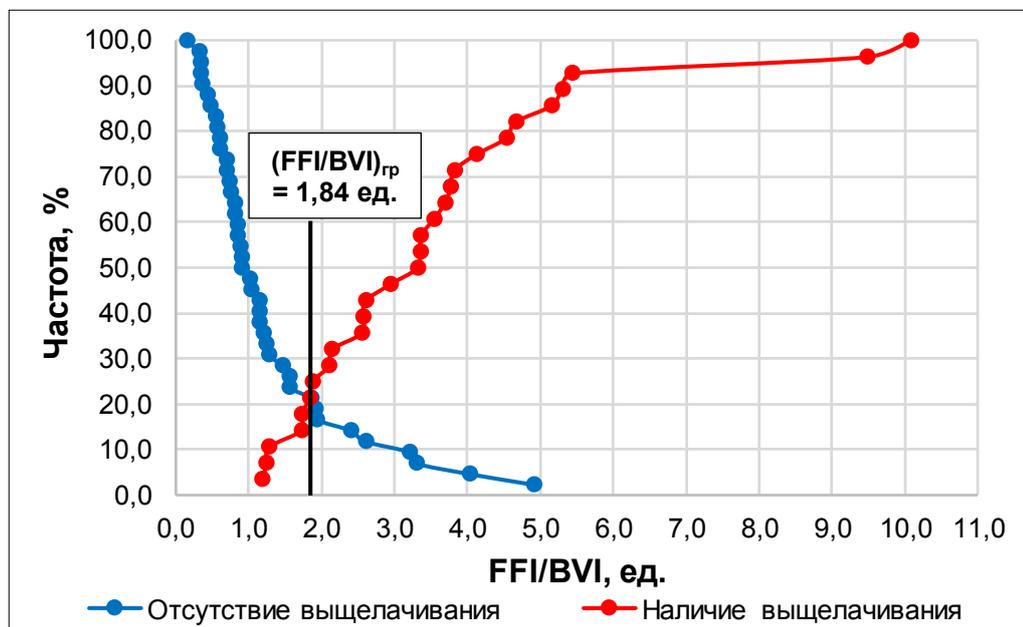


Рис. 2.5. Определение граничного значения параметра $\frac{FFI}{BVI}$ по кумулятивным кривым

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

$$P_{\text{комп}} = \frac{N}{M} = \frac{\sqrt{\frac{K_{\text{пр}}}{K_{\text{оп}}}}}{\frac{FFI}{BVI}} \quad (2.16)$$

Как было указано выше, изучаемые отложения в значительной степени подверглись процессам вторичного преобразования. Среди всех процессов

наибольшее влияние на структуру пустотного пространства оказывают кальцитизация (в частности, залечивание трещин), стилолитизация и образование открытых трещин, а также выщелачивание.

На рисунке 2.6 приведена кумулятивная кривая десятичного логарифма комплексного параметра, наложенная на диаграмму распределения указанных выше 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.

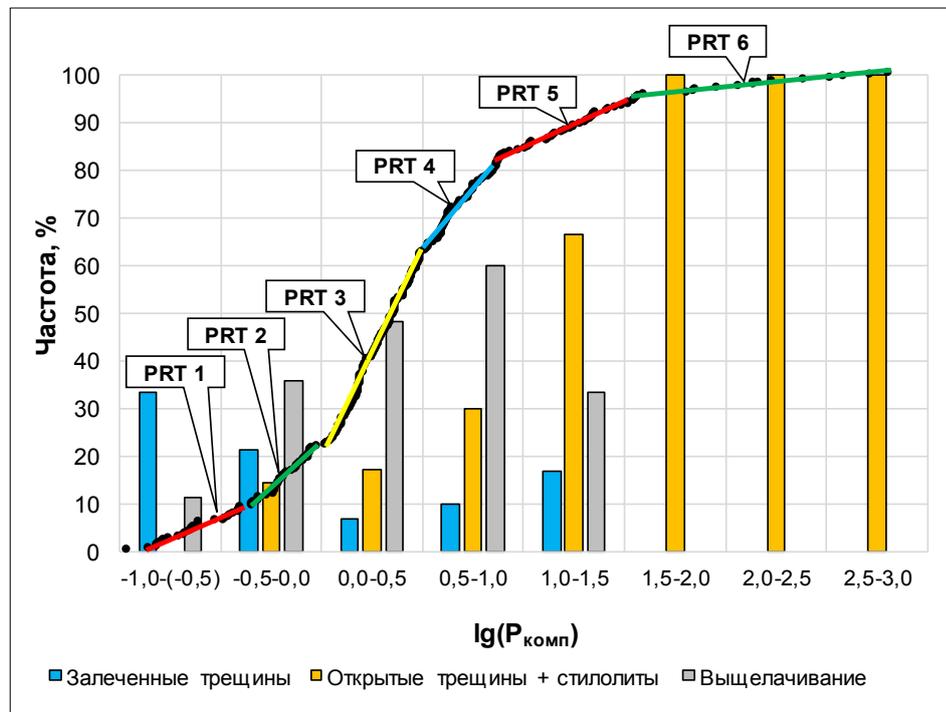


Рис. 2.6. Кумулятивная кривая параметра $\lg(P_{\text{комп}})$, совмещенная с диаграммой распределения вторичных преобразований по интервалам комплексного параметра

Для разделения образцов на петрофизические типы (PRT, сокр. от англ. – petrophysical rock type) на кумулятивной кривой были выделены линейные участки. Необходимо отметить, что границы линейных участков корректировались с учетом информации о вторичных процессах, полученной по данным микролитологического описания шлифов.

Стоит указать, что физический смысл вышеупомянутого комплексного параметра заключается в отношении фильтрационного потенциала породы к емкостному, а его применение обусловлено необходимостью использования набора петрофизических характеристик при выделении и описании петрофизических типов карбонатных пород. Если по оси ординат отложить параметр $N = \sqrt{\frac{K_{пп}}{K_{оп}}}$, а по оси абсцисс – показатель $M = \frac{FFI}{BVI}$, то точки, лежащие в одном облаке корреляции будут иметь схожую структуру пустотного пространства и, соответственно, относиться к одному петрофизическому типу (рисунок 2.7). С математической точки зрения данный параметр отражает тангенс угла наклона функции $\sqrt{\frac{K_{пп}}{K_{оп}}} = f\left(\frac{FFI}{BVI}\right)$ к оси абсцисс. С повышением значения комплексного параметра увеличивается угол наклона функции к оси абсцисс, повышается фильтрационный потенциал породы и ухудшается ее емкостная характеристика.

Для прогноза петрофизических типов по предложенным показателям использован метод линейного дискриминантного анализа (ЛДА), который заключается в построении на основе исходных переменных линейных дискриминантных функций (ЛДФ), позволяющих наилучшим образом разделять априорно заданные группы объектов [18]. Метод ЛДА широко применяется исследователями для решения прикладных задач нефтегазовой отрасли [12, 13, 35, 48, 50, 53, 57]. В результате применения метода ЛДА построены ЛДФ, имеющие следующий вид (рисунок 2.7):

$$Z_1 = 8,62350 \lg \sqrt{\frac{K_{пп}}{K_{оп}}} - 7,52470 \lg \frac{FFI}{BVI} + 3,42288;$$

$$\text{при } R = 0,918, \chi^2 = 36,945, p = 9,495 \cdot 10^{-9} \quad (2.17)$$

$$Z_2 = 7,89569 \lg \sqrt{\frac{K_{\text{пп}}}{K_{\text{оп}}}} - 7,54933 \lg \frac{\text{FFI}}{\text{BVI}} - 1,00357;$$

$$\text{npu } R = 0,854, \chi^2 = 52,357, p = 4,274 * 10^{-12} \quad (2.18)$$

$$Z_3 = 7,63886 \lg \sqrt{\frac{K_{\text{пп}}}{K_{\text{оп}}}} - 7,44430 \lg \frac{\text{FFI}}{\text{BVI}} - 2,54875;$$

$$\text{npu } R = 0,790, \chi^2 = 33,257, p = 6,003 * 10^{-8} \quad (2.19)$$

$$Z_4 = 5,84656 \lg \sqrt{\frac{K_{\text{пп}}}{K_{\text{оп}}}} - 8,47513 \lg \frac{\text{FFI}}{\text{BVI}} - 4,74437;$$

$$\text{npu } R = 0,910, \chi^2 = 21,159, p = 2,543 * 10^{-5} \quad (2.20)$$

$$Z_5 = 2,40485 \lg \sqrt{\frac{K_{\text{пп}}}{K_{\text{оп}}}} - 5,10313 \lg \frac{\text{FFI}}{\text{BVI}} - 3,83446;$$

$$\text{npu } R = 0,879, \chi^2 = 13,327, p = 1,277 * 10^{-3} \quad (2.21)$$

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 %.

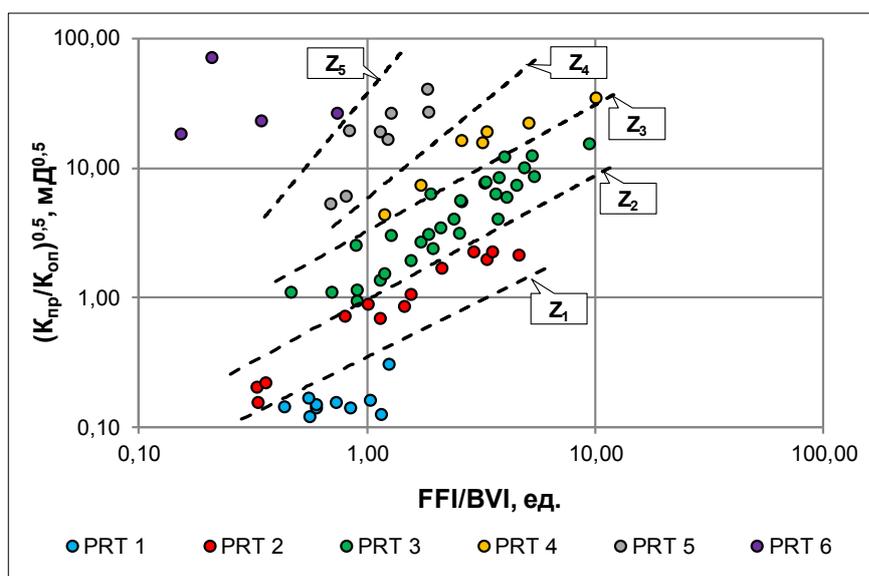


Рис. 2.7. Сопоставление показателей $\sqrt{\frac{K_{\text{пп}}}{K_{\text{оп}}}}$ и $\frac{\text{FFI}}{\text{BVI}}$ с нанесенными ЛДФ

2.4. Характеристика выделенных петрофизических типов

Совместный анализ данных петрографического описания шлифов, результатов капилляриметрических, ЯМР и стандартных исследований позволил

выявить характерные черты пустотного пространства и влияния на него постседиментационных процессов для выделенных петрофизических типов.

В таблице 2.3 приведены данные о встречаемости проявления вторичных преобразований для выделенных петротипов.

Таблица 2.3

Встречаемость проявления вторичных преобразований для выделенных петротипов

Характеристики	Доля шлифов, для которых присущи данные характеристики (в процентах)					
	PRT 1	PRT 2	PRT 3	PRT 4	PRT 5	PRT 6
Кальцитизация	100,00	84,62	96,67	100,00	100,00	100,00
Перекристаллизация	10,00	69,23	40,00	57,14	50,00	50,00
Стилолитизация	10,00	0,00	13,33	28,57	25,00	50,00
Трещины открытые	0,00	7,69	3,33	0,00	37,50	50,00
Трещины залеченные	40,00	15,38	6,67	0,00	25,00	0,00
Окремнение	0,00	0,00	10,00	0,00	12,50	50,00
Доломитизация	10,00	7,69	36,67	28,57	0,00	0,00
Выщелачивание	10,00	38,46	46,67	85,71	25,00	0,00

Таблица 2.4 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 ($T_{эл}$); средний радиус поровых каналов ($R_{пор}$), определенный по данным капилляриметрических исследований; коэффициенты абсолютной газопроницаемости ($K_{пр}$), открытой пористости ($K_{оп}$) и остаточной водонасыщенности ($K_{ов}$).

Электрическая извилистость поровых каналов ($T_{эл}$) определяется по результатам измерения коэффициента открытой пористости и удельного электрического сопротивления (УЭС) и рассчитывается следующим образом [21]:

$$T_{эл} = \sqrt{P_{п} * K_{оп}} \quad (2.22)$$

где $P_{п}$ – параметр пористости, $K_{оп}$ – коэффициент открытой пористости, д. ед. Для породы с простейшей геометрией пор $T_{эл} = 1$, с усложнением геометрии пустот $T_{эл}$ растет.

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 ^{0,5}	$\frac{0,16 \pm 0,05}{0,12-0,31}$	$\frac{1,17 \pm 0,80}{0,16-2,26}$	$\frac{5,27 \pm 3,83}{0,96-15,61}$	$\frac{17,19 \pm 10,02}{4,37-34,79}$	$\frac{20,22 \pm 11,71}{5,37-41,10}$	$\frac{34,94 \pm 24,61}{18,32-71,48}$
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 ₂ 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 _{эл} , 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 _{пор} , 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 _{пр} , мД	$\frac{0,001}{0,001-0,034}$	$\frac{0,031}{0,001-0,599}$	$\frac{0,346}{0,001-59,994}$	$\frac{0,599}{0,001-163,960}$	$\frac{1,636}{0,001-172,782}$	$\frac{4,709}{0,001-118,030}$
K _{оп} , %	$\frac{4,70 \pm 1,36}{3,12-8,08}$	$\frac{6,67 \pm 2,95}{1,99-11,76}$	$\frac{9,21 \pm 5,85}{1,01-24,61}$	$\frac{7,36 \pm 5,68}{0,64-18,93}$	$\frac{4,70 \pm 3,36}{0,34-12,20}$	$\frac{1,95 \pm 1,52}{0,26-6,08}$
K _{ов} , %	$\frac{57,98 \pm 5,63}{48,52-63,71}$	$\frac{39,31 \pm 18,56}{15,02-71,18}$	$\frac{29,10 \pm 14,44}{7,21-63,47}$	$\frac{24,10 \pm 10,77}{13,73-40,03}$	$\frac{39,64 \pm 8,09}{27,38-51,26}$	$\frac{62,17 \pm 13,81}{53,84-78,12}$

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.

В ходе анализа выделенные петрофизические типы были объединены в 4 зоны: зона развития залеченной трещиноватости (PRT 1), зона развития выщелачивания (PRT 2-4), зона развития выщелачивания и открытой трещиноватости (PRT 5), зона развития открытой трещиноватости (PRT 6).

Зона развития залеченной трещиноватости

PRT 1: по результатам петрографического описания шлифов пустотное пространство (приблизительно 5 %) представлено порами размером около 0,3 мм внутриформенными, следовыми, реже межформенными, а также разнонаправленными минерализованными кальцитом трещинами (примерно 0,4 мм толщиной), соединяющими кальцитизированные участки (таблица 2.4). Характерно преимущественное развитие процессов кальцитизации (заполнение внутриформенных полостей и трещин), а также наличие залеченных трещин (таблица 2.3). ФЕС данного петрофизического типа определяются преимущественно порами. По фотографиям керна наблюдаются трещины, отсутствие свечения которых в ультрафиолетовом свете свидетельствует об их залеченности кальцитом (рисунок 2.8).

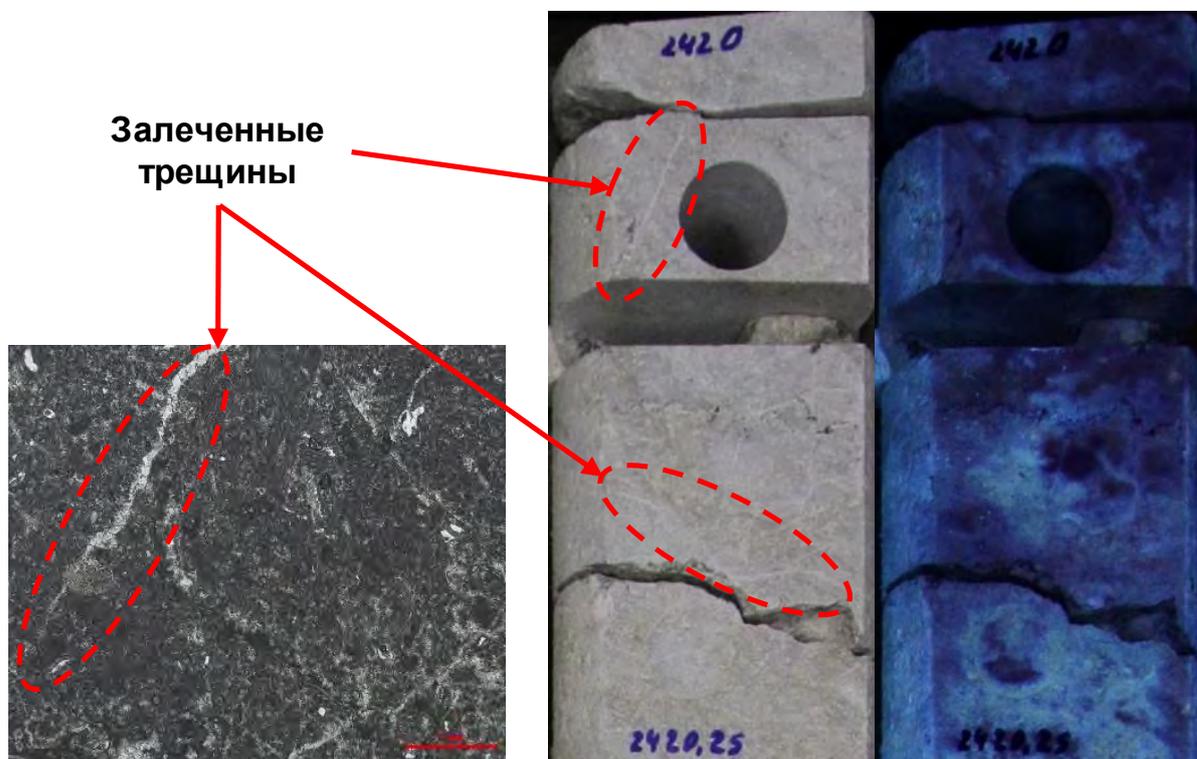


Рис. 2.8. Фото шлифа (слева, при параллельных николях) и керна в дневном и ультрафиолетовом свете (справа) PRT 1

Зона развития выщелачивания

PRT 2: по результатам петрографического описания шлифов пустотное пространство (примерно 7 %, иногда доходит до 10 %) представлено порами размером около 0,4 мм, как правило, следовыми, часто внутриформенными и бесструктурными, изолированными, изометрической и удлиненной формы, иногда кавернами неправильной и удлиненной формы размером приблизительно 2,4 мм (таблица 2.4). Присуще проявление постседиментационных процессов кальцитизации (спаритовый кальцит во внутренних полостях и регенерационных каймах), а также перекристаллизации, реже выщелачивания (таблица 2.3). ФЕС данного типа определяются порами и частично кавернами (каверново-поровый тип коллектора, преимущественно поровый). По фотографиям керна наблюдается равномерная нефтенасыщенность (свечение керна в ультрафиолетовом свете), наличие каверн небольшого размера и пор выщелачивания (рисунок 2.9).

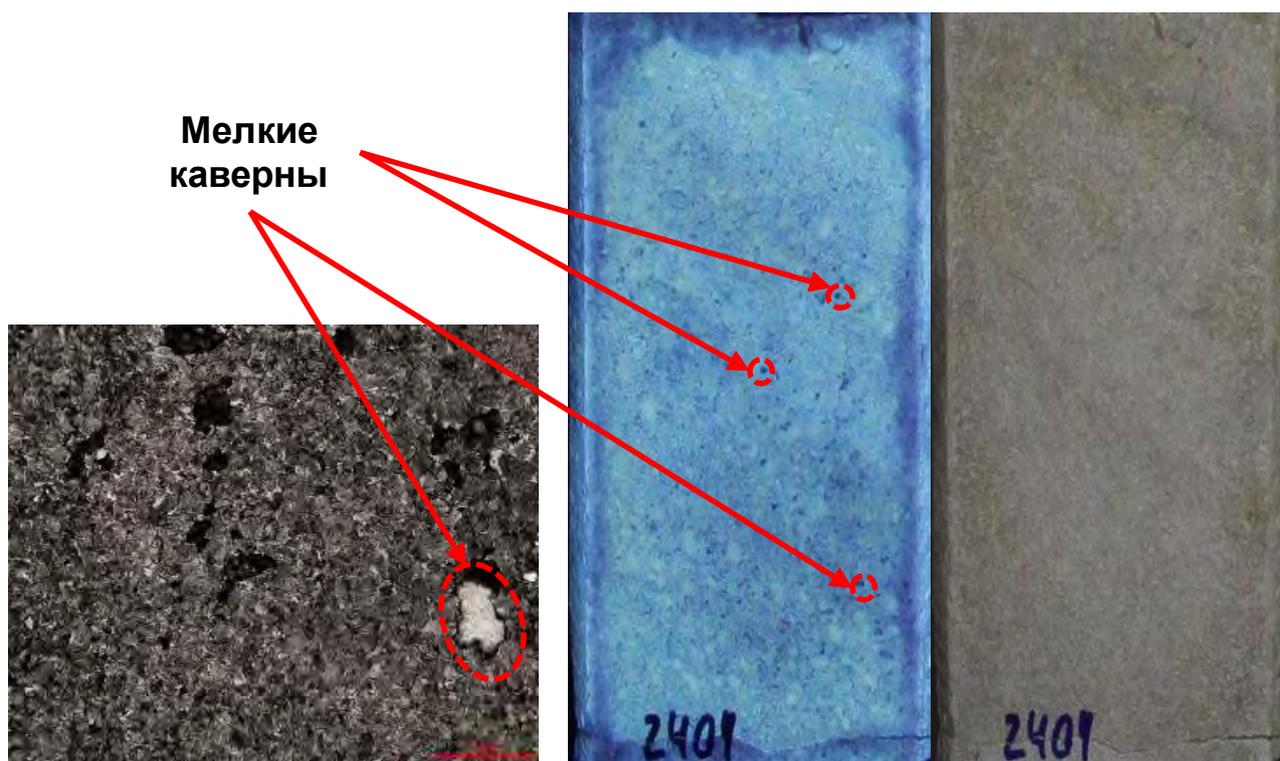


Рис. 2.9. Фото шлифа (слева, при параллельных николях) и керна в дневном и ультрафиолетовом свете (справа) PRT 2

PRT 3: по данным микролитологического описания пустотное пространство (приблизительно 9 %, иногда доходит до 15 %) представлено порами размером

около 0,5 мм внутриформенными, следовыми и бесструктурными, изолированными, неправильной, удлиненной и изометричной формы, кавернами размером примерно 4 мм, как правило, следовыми, реже внутриформенными, неправильной и удлиненной формы (таблица 2.4). Характерно преимущественное развитие процессов кальцитизации (спаритовый кальцит во внутриформенных полостях, регенерационных каймах и трещинах), перекристаллизации, выщелачивания и доломитизации (таблица 2.3). ФЕС данного типа определяются порами и кавернами (каверново-поровый тип коллектора). По фотографиям керн наблюдается равномерная нефтенасыщенность, наличие каверн и пор выщелачивания (рисунок 2.10).

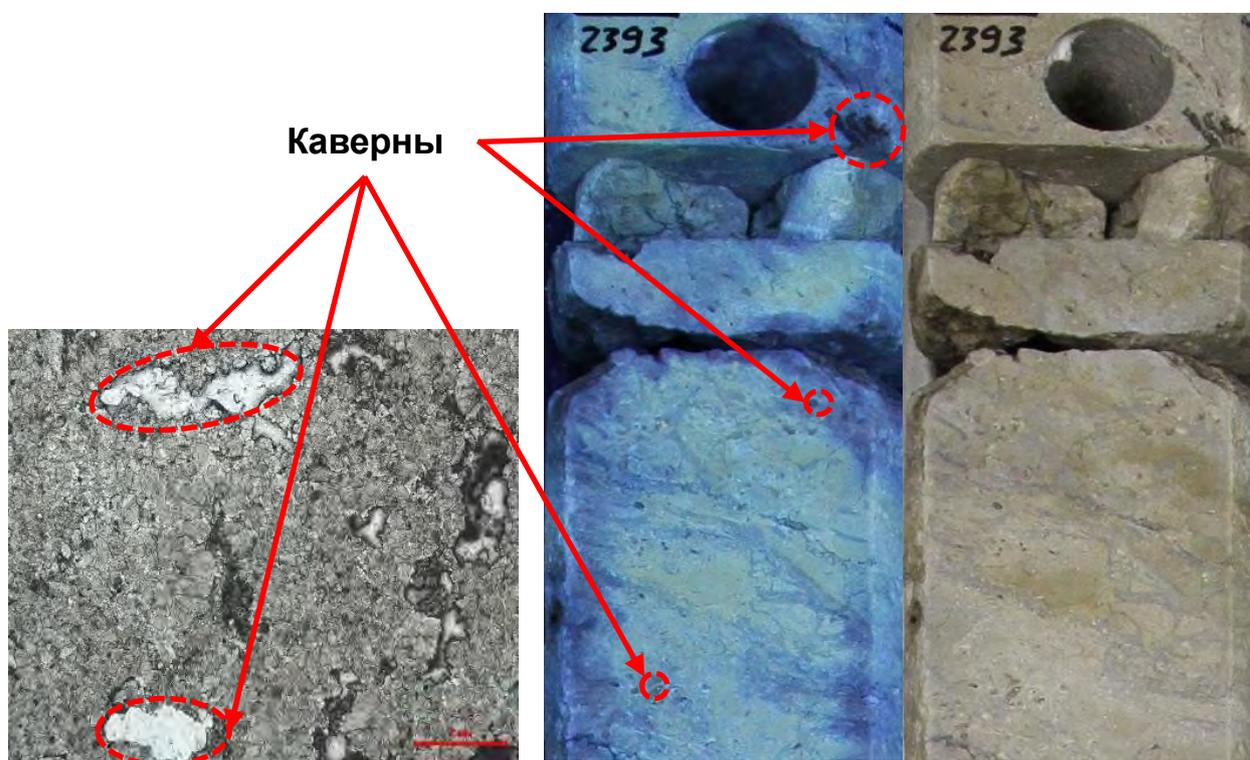


Рис. 2.10. Фото шлифа (слева, при параллельных николях) и керн в дневном и ультрафиолетовом свете (справа) PRT 3

PRT 4: по результатам микроописания шлифов пустотное пространство (около 13 %, доходит до 15 %) представлено порами размером до 1 мм следовыми, выщелачивания, межзерновыми, изолированными, удлиненной и неправильной формы, кавернами размером примерно 4,7 мм удлиненной и неправильной формы (таблица 2.4). Характерно преимущественное развитие процессов кальцитизации,

перекристаллизации и выщелачивания (таблица 2.3). ФЕС данного типа определяются порами и кавернами (каверново-поровый тип коллектора). По фотографиям керна наблюдается равномерная нефтенасыщенность, наличие каверн и пор выщелачивания (рисунок 2.11).

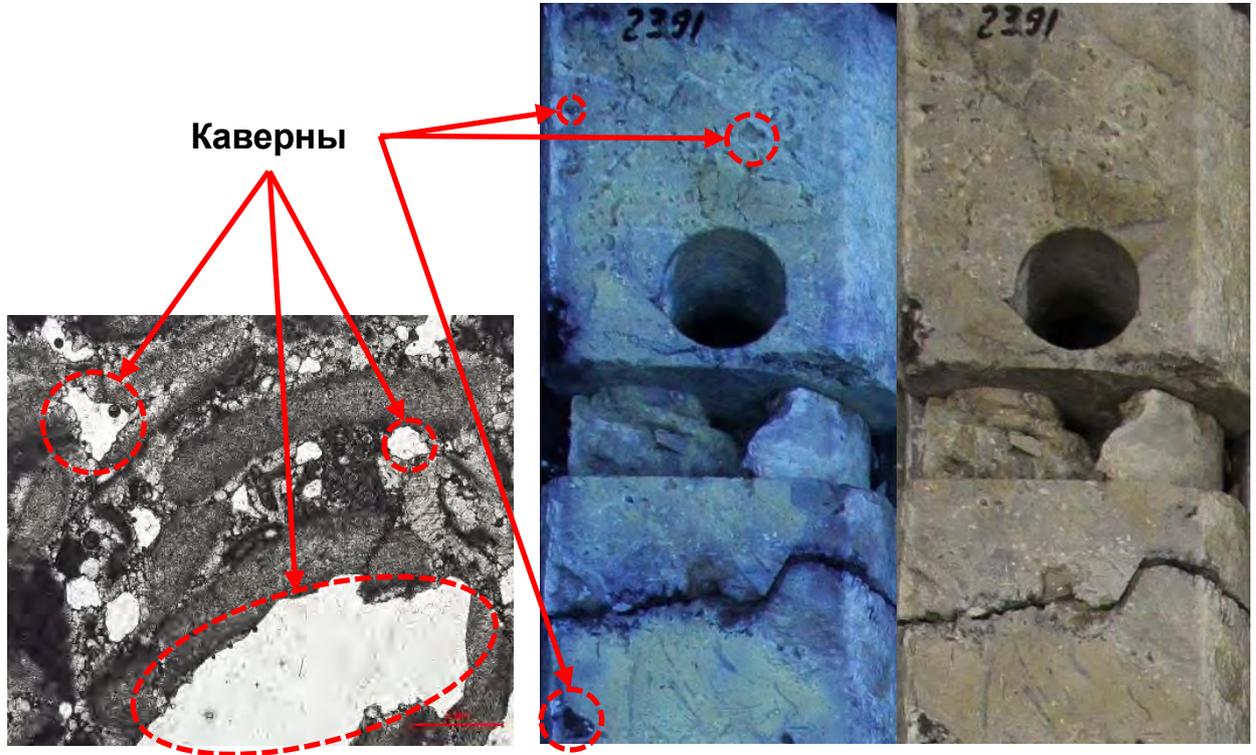


Рис. 2.11. Фото шлифа (слева, при параллельных николях) и керна в дневном и ультрафиолетовом свете (справа) PRT 4

Зона развития выщелачивания и открытой трещиноватости

PRT 5: по результатам литологического микроописания шлифов пустотное пространство (около 7 %) представлено порами размером около 0,3 мм изолированными, следовыми, внутриформенными, иногда кавернами неправильной и удлиненной формы размером до 3,2 мм, открытыми трещинами толщиной до 0,5 мм и стилолитами с амплитудой до 5 мм (таблица 2.4). Характерно преимущественное развитие процессов кальцитизации, перекристаллизации, трещинообразования (таблица 2.3). ФЕС данного типа определяются преимущественно порами и трещинами, частично кавернами (трещинно-каверново-поровый тип коллектора, преимущественно трещинно-поровый). По

фотографиям керна наблюдается его нефтенасыщенность по порам и трещинам (рисунок 2.12).

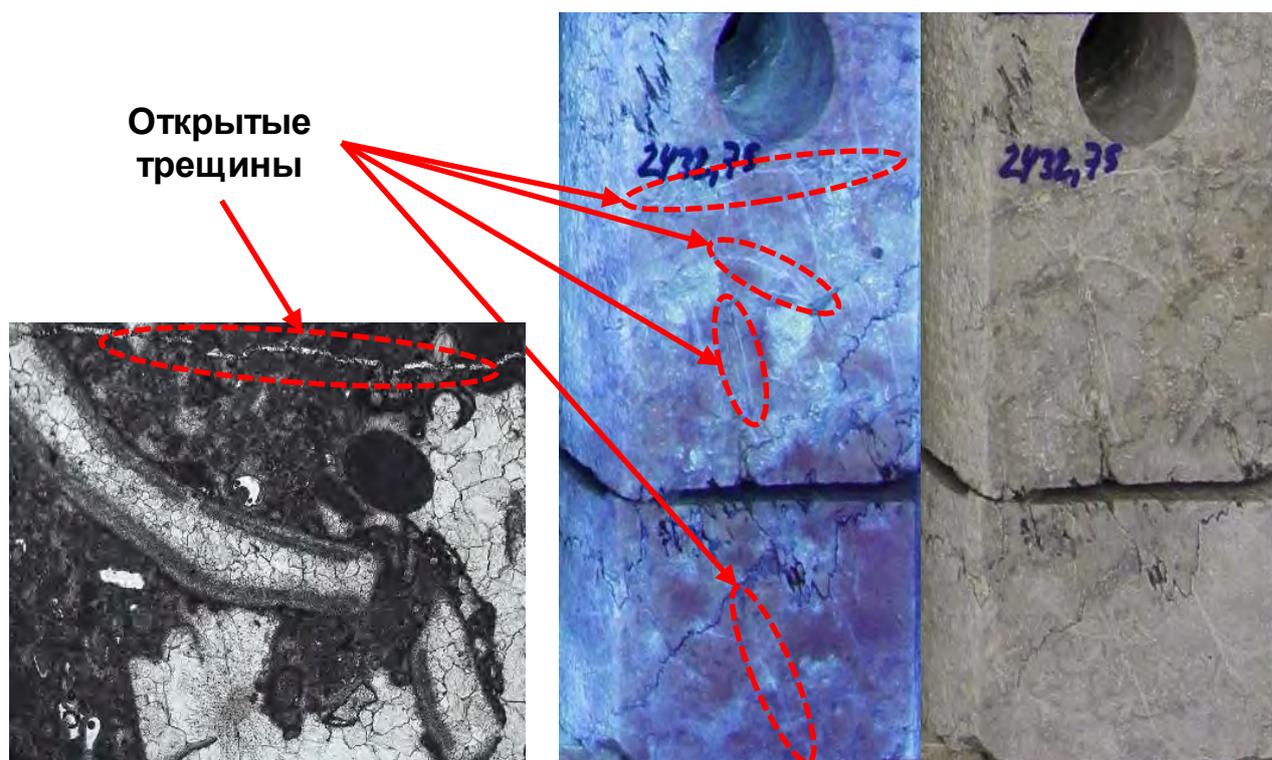


Рис. 2.12. Фото шлифа (слева, при параллельных николях) и керна в дневном и ультрафиолетовом свете (справа) PRT 5

Зона развития открытой трещиноватости

PRT 6: по данным микроописания шлифов пустотное пространство (около 2 %) представлено порами следовыми, внутриформенными, трещинного типа изометричной и удлиненной формы, открытыми трещинами, стилолитами, выполненными бурым глинистым веществом (таблица 2.4). Характерно преимущественное проявление процессов кальцитизации, перекристаллизации, стилолитизации, трещинообразования и окремнения (таблица 2.3). ФЕС данного типа определяются преимущественно трещинами (трещинный тип коллектора). По фотографиям керна наблюдаются трещины, люминесцирующие под ультрафиолетовым светом, секущие плотную матрицу (рисунок 2.13).

Для изученной коллекции образцов установлены основные диагностические признаки отличий структуры пустотного пространства выделенных петрофизических типов по данным капилляриметрических и ЯМР-исследований.

По мнению многих исследователей [70, 74, 94] капилляриметрические исследования (метод полупроницаемой мембраны) дают информацию об устье поровых каналов, тогда как ЯМР характеризует в большей степени собственно тело поры.

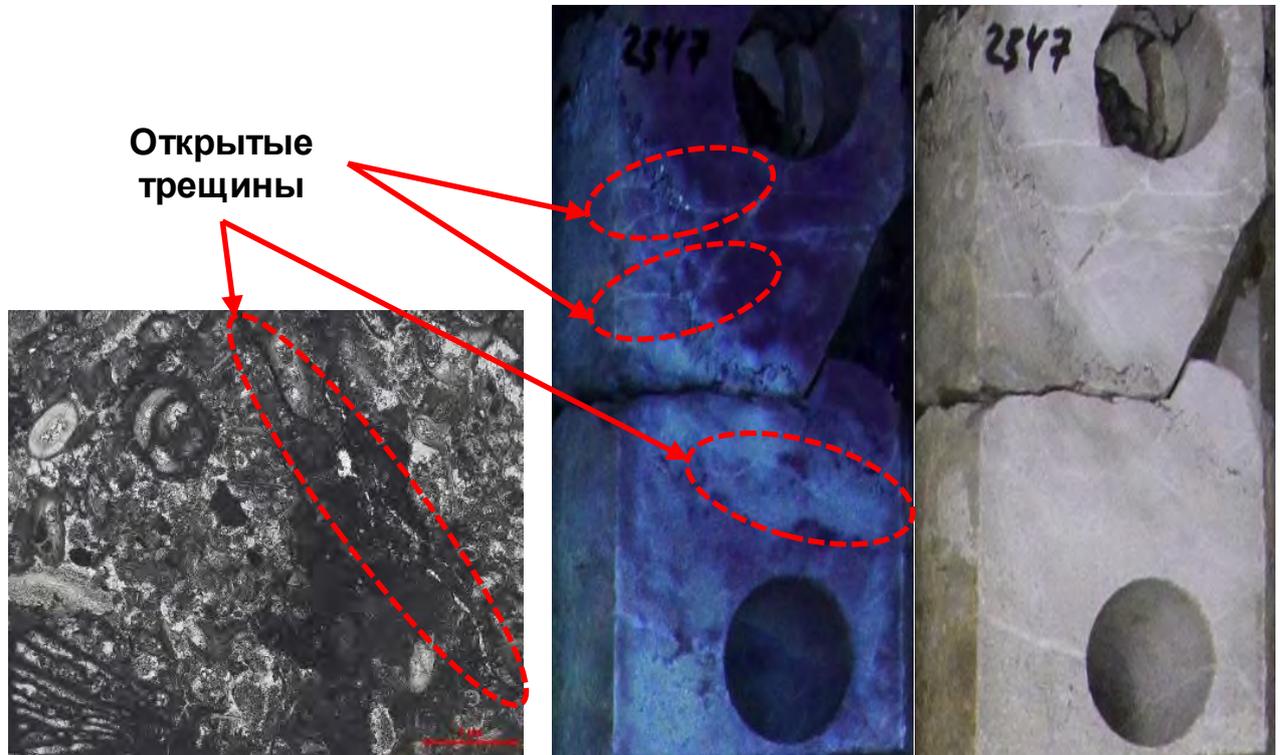


Рис. 2.13. Фото шлифа (слева, при параллельных николях) и керна в дневном и ультрафиолетовом свете (справа) PRT 6

На рисунке 2.14 приведены осредненные распределения поровых каналов по размерам, определенные по данным капилляриметрических исследований (метод полупроницаемой мембраны), а также осредненные распределения нормализованных значений ЯМР-пористости (интегральная пористость приведена к 100 %) по временам поперечной релаксации T_2 для выделенных петрофизических типов. Детальный анализ осредненных данных позволил выявить взаимосвязанное изменение результатов исследований двух методов, связанное с особенностями структуры порового пространства выделенных петротипов. По графикам видно, что для всех петрофизических 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 для 1-5 типов приблизительно равны и лежат в диапазоне от 200 до 447 мс, исключение составляет 6 петрофизический тип с модальным значением около 89 мс, данное смещение в область меньших времен обусловлено наличием пустот меньшего размера, а его констатация является результатом более высокой разрешающей способности метода ЯМР по сравнению с методом полупроницаемой мембраны.

От 1 к 4 петрофизическим типам наблюдается сокращение доли поровых каналов радиусом менее 0,12 мкм от 57,98 % для 1 типа до 21,96 % для 4 типа. При этом происходит одновременное повышение вклада в общий объем пустотного пространства поровых каналов большего размера: сначала в диапазоне 0,18-2,90 мкм для 2 петротипа по сравнению с 1 типом, далее в диапазоне 1,45-5,80 мкм и более 29 мкм для 3 петрофизического типа по сравнению со 2 петротипом, и, наконец, наблюдается значительное увеличение содержания поровых каналов радиусом более 29 мкм для 4 петрофизического типа, которое приводит к бимодальному распределению поровых каналов. По данным ЯМР от 1 к 4 петрофизическим типам фиксируется повышение каверновой составляющей (стандартная отсечка для каверновой составляющей равняется 750 мс [36]) от 13,64 % для 1 петротипа до 40,00 % для 4 типа. По результатам ЯМР аналогично информации, полученной в ходе интерпретации капилляриметрических исследований, для 4 петрофизического типа 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.

5 петрофизический тип по результатам интерпретации ЯМР-исследований схож со 2 типом, однако по данным капилляриметрических исследований такого сходства не наблюдается. Скорее всего это обусловлено наличием открытых трещин в образцах 5 петротипа, установленных в ходе анализа литологического микроописания петрографических шлифов: при повышении избыточного давления в камере капилляриметра газ вытесняет значительное количество воды из крупных

пор, связанных системой трещин, в результате при интерпретации наблюдается дополнительная мода в области поровых каналов радиусом более 29 мкм.

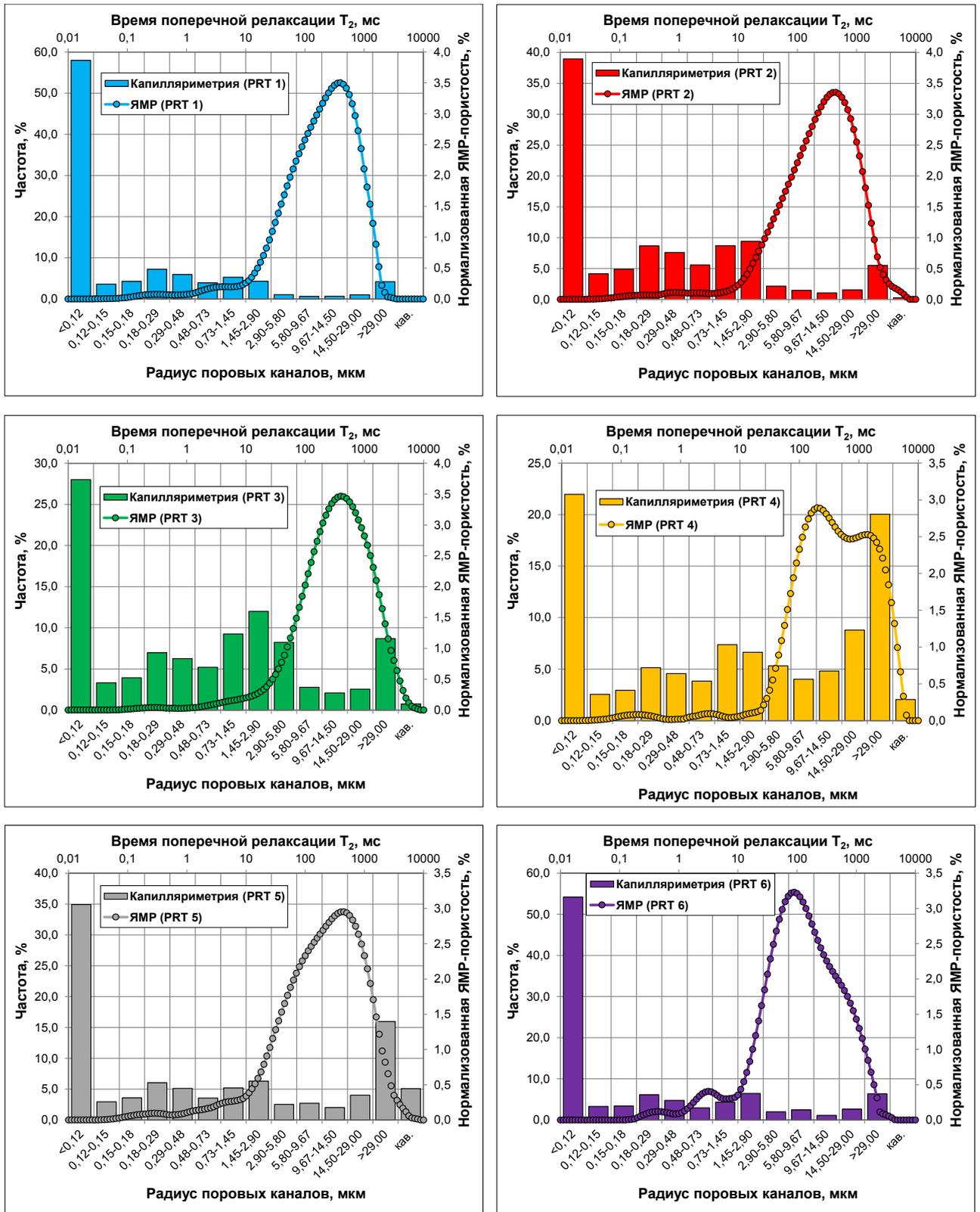


Рис. 2.14. Осредненные распределения поровых каналов по размерам и нормализованных значений ЯМР-пористости по временам поперечной релаксации T_2 выделенных петрофизических типов

6 петрофизический тип по результатам капилляриметрических исследований идентичен 1 петротипу, однако его емкостные свойства хуже (коэффициенты открытой пористости составляют 1,95 % и 4,70 % соответственно).

Таким образом, комплексная интерпретация данных капилляриметрических и ЯМР-исследований, позволила, с одной стороны, установить основные отличия петрофизических типов и подтвердить правильность их выделения, а с другой стороны, дать их расширенную характеристику.

Для оценки влияния структурных характеристик изучаемых отложений на выделенные петрофизические типы определена доля характерных для них литологических типов по классификации карбонатных пород R.J. Dunham, дополненной A.F. Embry и J.E. Klován [31, 80, 81] (таблица 2.5). При этом образцы со структурой баундстоун разделены на микробиальный и скелетный баундстоуны, участвующих в формировании фациальных комплексов микробиальных и скелетных холмов соответственно [44].

Согласно Антошкиной А.И. [3] формирование микробиальных холмов обусловлено деятельностью цианобактерий, кальцимикробов, водорослями и другими автотрофами, а образование скелетных холмов связано с жизнедеятельностью мшанок, ветвистых или одиночных кораллов, строматопороидей, скелетных водорослей, твердых кораллиновых губок, раковинных организмов (рудистовые бивалвии, брахиоподы), спикуловых губок.

Таблица 2.5

Доля литологических типов по классификации R.J. Dunham (в %), характерных для выделенных петрофизических типов

Литологический тип по R.J. Dunham	Выделенные петрофизические типы					
	PRT 1	PRT 2	PRT 3	PRT 4	PRT 5	PRT 6
Вакстоун	0,00	15,38	3,33	0,00	0,00	0,00
Пакстоун-грейнстоун	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	25,00
Грейнстоун	10,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Микробиальный баундстоун	70,00	46,15	50,00	57,14	50,00	25,00
Скелетный баундстоун	10,00	38,46	43,33	42,86	50,00	25,00
Флаутстоун	0,00	0,00	3,33	0,00	0,00	0,00
Рудстоун	10,00	0,00	0,00	0,00	0,00	25,00

По таблице 2.5 видно, что преимущественная часть образцов обладает структурой баундстоун (микробиальный и скелетный), что, вероятнее всего, связано с местоположением скважины, из которой был отобран исследуемый керн. Практически для всех выделенных петрофизических типов характерно приблизительно равное процентное соотношение микробиальных и скелетных баундстоунов за исключением PRT 1, для которого преобладающим литологическим типом является микробиальный баундстоун.

2.5. Построение петрофизических зависимостей для выделенных петрофизических типов

Ввиду того, что ЯМР-исследования (следовательно, и рассчитанные значения FFI/BVI) были проведены на ограниченном количестве образцов керна (70 образцов из 306 образцов с определениями пористости и проницаемости), то для построения зависимостей коэффициента проницаемости от коэффициента открытой пористости отдельно по выделенным петрофизическим типам была получена зависимость показателя FFI/BVI от коэффициента открытой пористости $K_{оп}$ (рисунок 2.15), имеющая вид:

$$\frac{FFI}{BVI} = 0,101K_{оп}^{1,320}, \text{ при } R^2 = 0,778 \quad (2.23)$$

По данной зависимости спрогнозированы значения FFI/BVI для образцов, на которых ЯМР-исследования не проводились. Затем, зная все необходимые параметры, была рассчитана принадлежность всех образцов к различным петротипам и построены зависимости коэффициента проницаемости $K_{пр}$ от коэффициента открытой пористости $K_{оп}$ (рисунок 2.16) для всей совокупности образцов (306 образцов). Зависимости имеют следующий вид:

$$PRT 1: K_{пр} = 0,0002e^{43,698K_{оп}}, \text{ при } R^2 = 0,507 \quad (2.24)$$

$$PRT 2: K_{пр} = 1786,458K_{оп}^{3,862}, \text{ при } R^2 = 0,913 \quad (2.25)$$

$$PRT 3: K_{пр} = 5628,786K_{оп}^{3,544}, \text{ при } R^2 = 0,966 \quad (2.26)$$

$$PRT 4: K_{пр} = 38435,753K_{оп}^{3,566}, \text{ при } R^2 = 0,980 \quad (2.27)$$

$$PRT\ 5: K_{пр} = 305975,023K_{оп}^{3,541}, \text{ при } R^2 = 0,916 \quad (2.28)$$

$$PRT\ 6: K_{пр} = 286182,173K_{оп}^{2,608}, \text{ при } R^2 = 0,595 \quad (2.29)$$

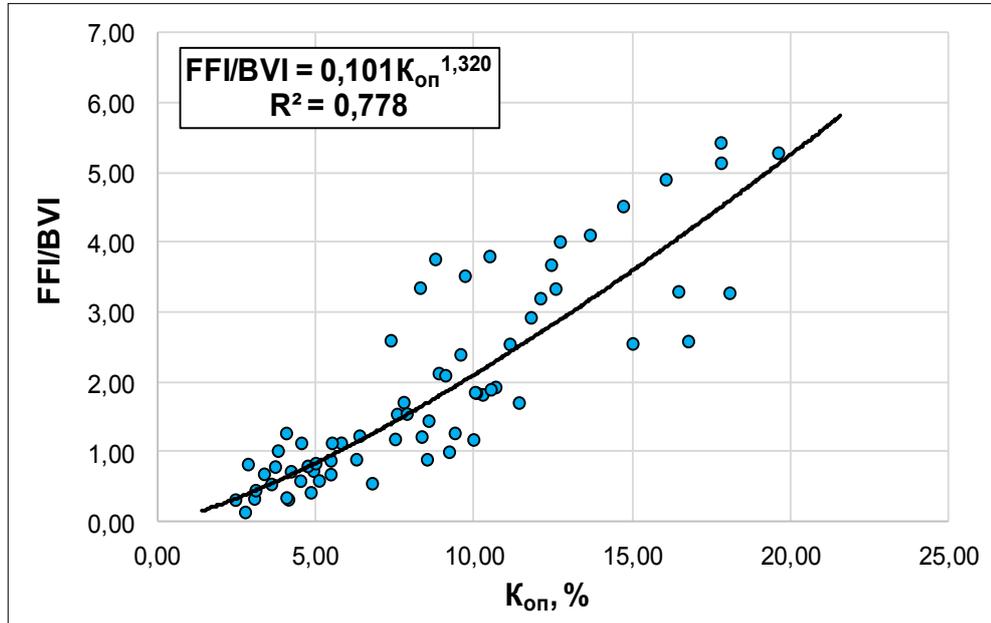


Рис. 2.15. Зависимость отношения индекса свободного флюида к индексу связанного флюида (FFI/BVI) от коэффициента открытой пористости ($K_{оп}$)

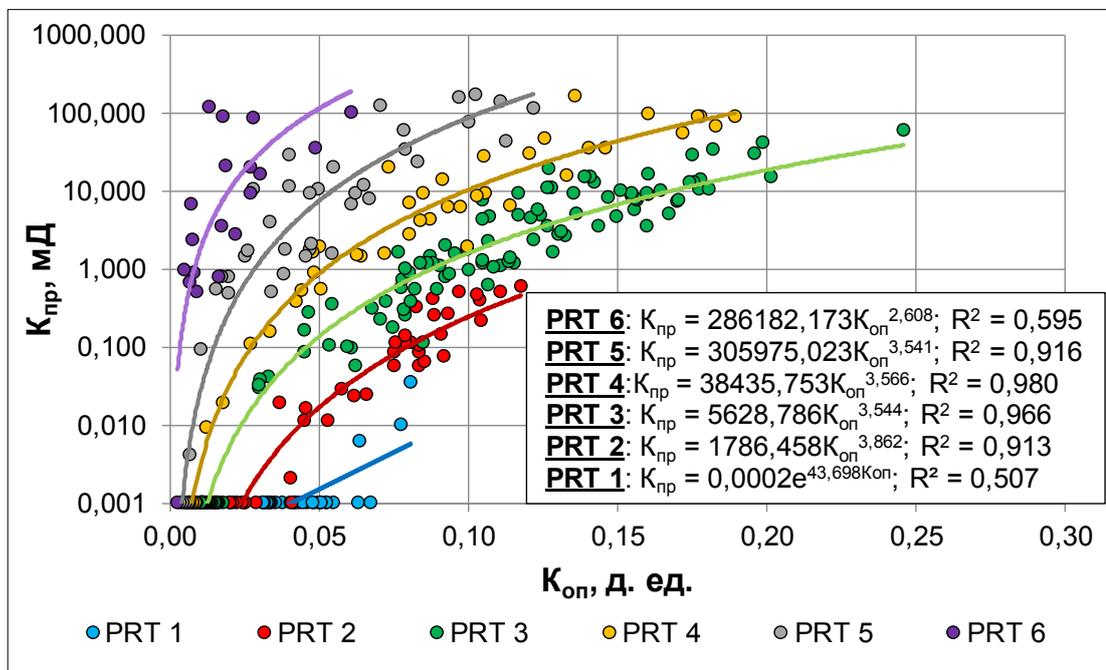


Рис. 2.16. Графики зависимостей коэффициента проницаемости ($K_{пр}$) от коэффициента открытой пористости ($K_{оп}$) для выделенных петрофизических

ТИПОВ

На графике сопоставления коэффициентов открытой пористости $K_{оп}$ и остаточной водонасыщенности $K_{ов}$ (рисунок 2.17) точки данных, принадлежащих разным петрофизическим типам, лежат в одном поле корреляции и аппроксимируются степенной зависимостью вида:

$$K_{ов} = 163,807K_{оп}^{-0,792}, \text{ при } R^2 = 0,706 \quad (2.30)$$

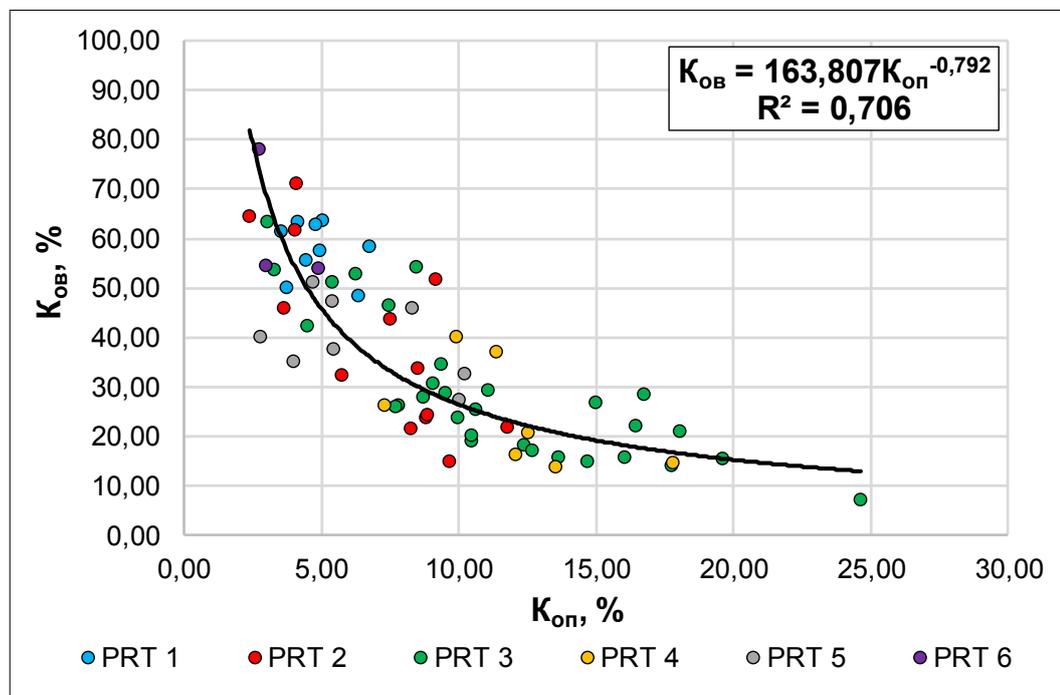


Рис. 2.17. График сопоставления коэффициентов открытой пористости ($K_{оп}$) и остаточной водонасыщенности ($K_{ов}$) для выделенных петрофизических типов

Выделенные петрофизические типы достаточно хорошо прослеживаются на графике сопоставления коэффициентов проницаемости $K_{пр}$ и остаточной водонасыщенности $K_{ов}$ (рисунок 2.18), по которому видно, что при одинаковых значениях коэффициента проницаемости величина остаточной водонасыщенности возрастает от PRT 1 к PRT 6, что может быть объяснено следующим образом: при рассмотрении зависимостей проницаемости от открытой пористости (рисунок 2.16) видно, что при одинаковых значениях проницаемости пористость увеличивается от PRT 6 к PRT 1, а так как для изучаемых отложений остаточная водонасыщенность определяется величиной открытой пористости независимо от принадлежности к выделенному петрофизическому типу и обратно пропорциональна ей, то при одинаковых значениях проницаемости остаточная

водонасыщенность будет уменьшаться от PRT 6 к PRT 1. В результате аппроксимации экспериментальных данных степенной функцией получены следующие зависимости (для PRT 1 и PRT 6 уравнения связи не выведены):

$$PRT 2: K_{ов} = 19,551K_{пр}^{-0,192}, \text{ при } R^2 = 0,805 \quad (2.31)$$

$$PRT 3: K_{ов} = 28,740K_{пр}^{-0,220}, \text{ при } R^2 = 0,832 \quad (2.32)$$

$$PRT 4: K_{ов} = 52,102K_{пр}^{-0,268}, \text{ при } R^2 = 0,891 \quad (2.33)$$

$$PRT 5: K_{ов} = 52,500K_{пр}^{-0,107}, \text{ при } R^2 = 0,710 \quad (2.34)$$

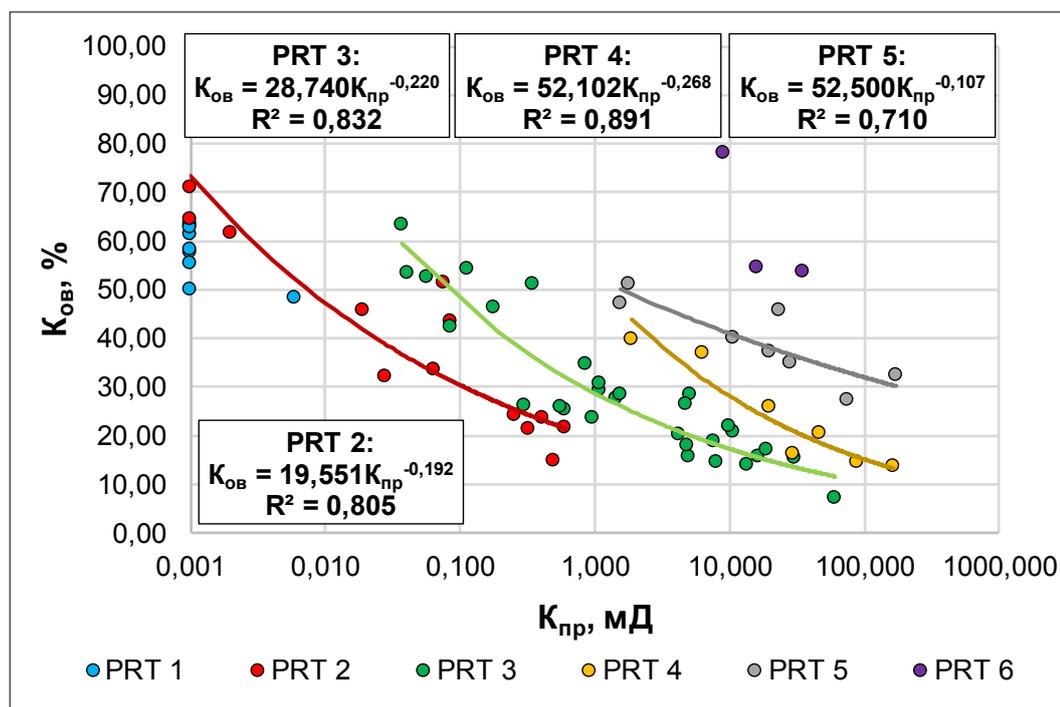


Рис. 2.18. Графики зависимостей коэффициента остаточной водонасыщенности ($K_{ов}$) от коэффициента проницаемости ($K_{пр}$) для выделенных петрофизических типов

По данным капилляриметрических исследований в системе «газ-вода» (метод полупроницаемой мембраны) для исследуемых отложений были рассчитаны значения J-функции Леверетта в соответствии с формулой 2.10 (см. раздел 2.1). На рисунке 2.19 приведены графики зависимостей J-функции от коэффициента остаточной водонасыщенности для выделенных петрофизических типов. По приведенному рисунку видно, что петротипы хорошо дифференцируются по J-функции, при этом, стоит указать, что применение

существующих методов петрофизической типизации не дает подобного отчетливого разделения точек данных, как при использовании разработанного авторского подхода. В результате аппроксимации экспериментальных данных экспоненциальными зависимостями получены следующие уравнения связи (PRT 1 и PRT 2 объединены в единую зависимость ввиду близкого расположения точек данных):

$$\text{PRT 1-2: } J = 195,123e^{-0,076K_{\text{в}}}, \text{ при } R^2 = 0,751 \quad (2.35)$$

$$\text{PRT 3: } J = 482,658e^{-0,070K_{\text{в}}}, \text{ при } R^2 = 0,874 \quad (2.36)$$

$$\text{PRT 4: } J = 1051,539e^{-0,076K_{\text{в}}}, \text{ при } R^2 = 0,890 \quad (2.37)$$

$$\text{PRT 5: } J = 10206,319e^{-0,092K_{\text{в}}}, \text{ при } R^2 = 0,845 \quad (2.38)$$

$$\text{PRT 6: } J = 749087,198e^{-0,130K_{\text{в}}}, \text{ при } R^2 = 0,914 \quad (2.39)$$

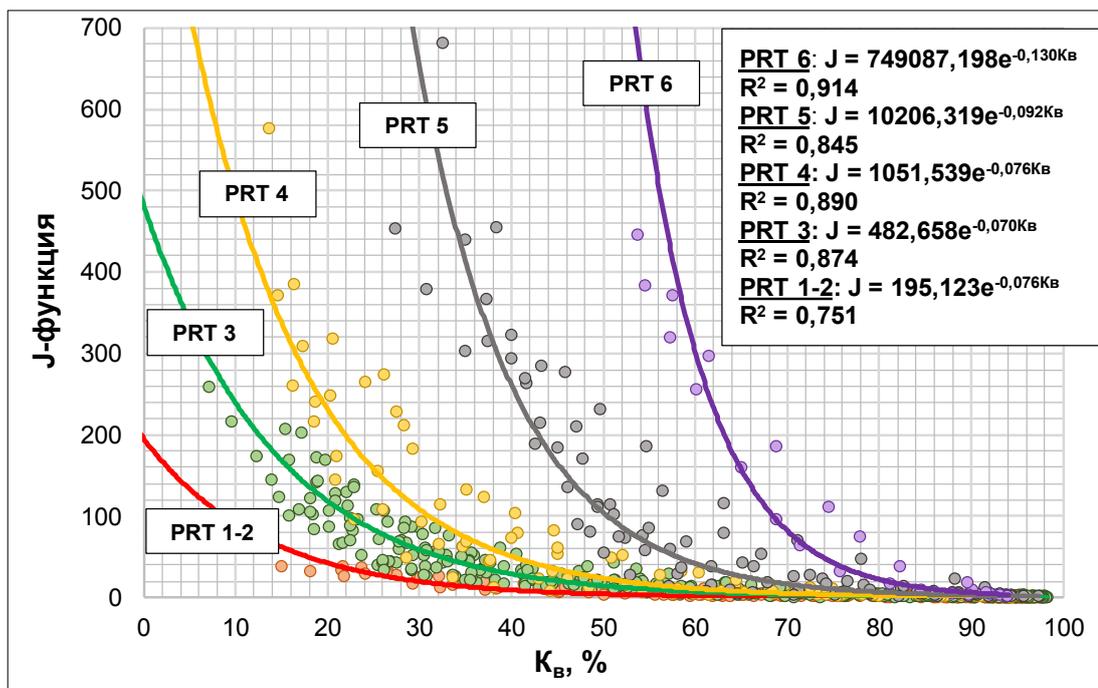


Рис. 2.19. Графики зависимостей J-функции Леверетта от коэффициента остаточной водонасыщенности ($K_{\text{ов}}$) для выделенных петрофизических типов

Высокие значения коэффициентов детерминации (R^2) говорят о возможности применения данных зависимостей для задания куба нефтенасыщенности в геологической модели залежи. По графикам, представленным на рисунке 2.19 видно, что прогнозные модели не ограничивают зоны с одинаковой водонасыщенностью, а идут по ним. Это объясняется тем, что выделенные

петрофизические типы не обладают конкретными величинами ФЕС, а характеризуются их изменчивостью, при этом структура пустотного пространства внутри каждого петротипа близка и отличается от других типов.

Выводы по главе

1. Обширный литературный обзор существующих методов петрофизической типизации показывает, что наиболее известные и широко применяемые из них основаны на простых теоретических моделях строения пустотного пространства пород, что не позволяет в полной мере описывать сложнопостроенные карбонатные отложения. Более того, выделенные на основе данных методов петротипы не согласуются с результатами микроописания шлифов.

2. Предложен новый методический подход к выделению петрофизических типов сложнопостроенных карбонатных пород, основанный на комплексировании результатов стандартных (определение коэффициентов пористости и газопроницаемости) и специальных (ЯМР-исследования) исследований керна, а также данных петрографического описания шлифов.

3. Предложенный подход применен для выделения петротипов в разрезе ассельско-сакмарских отложений одной из скважин Ярейюского месторождения: выделены и детально описаны 6 петрофизических типов, построены схематические модели пустотного пространства. По результатам комплексного анализа данных капилляриметрических и ЯМР-исследований выявлены особенности и характерные отличия строения пустотного пространства различных типов пород.

4. Установлено, что выделенные петрофизические типы прослеживаются по графикам сопоставления проницаемости и пористости, проницаемости и остаточной водонасыщенности, а также J-функции Леверетта и водонасыщенности, что позволило построить индивидуальные статистические зависимости.

ГЛАВА III. ВЫДЕЛЕНИЕ ЛИТОЛОГО-ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ТИПОВ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД ПО ДАННЫМ ЯМР С УЧЕТОМ ИХ ЛИТОЛОГИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ (НА ПРИМЕРЕ КЕРНА МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНАЯ КУРНА-2)

3.1. Характеристика объекта исследования

Объектом исследования является керн формации Мишриф, отобранный из скважины месторождения Западная Курна-2 (Месопотамская нефтегазоносная провинция, Республика Ирак). Накопление осадков происходило в сеноман-раннетуронское время позднемеловой эпохи в условиях шельфовой окраины палеоокеана Тетис (рисунок 3.1), характеризующейся широким развитием рудистов (отряд вымерших двустворчатых моллюсков) в качестве основных каркасостроителей. Исследуемые отложения представлены чередованием известняков от светло-серой до бурой окраски, в различной степени доломитизированных, неравномерно пористых, прослоями органогенно-детритовых, неравномерно битуминизированных.

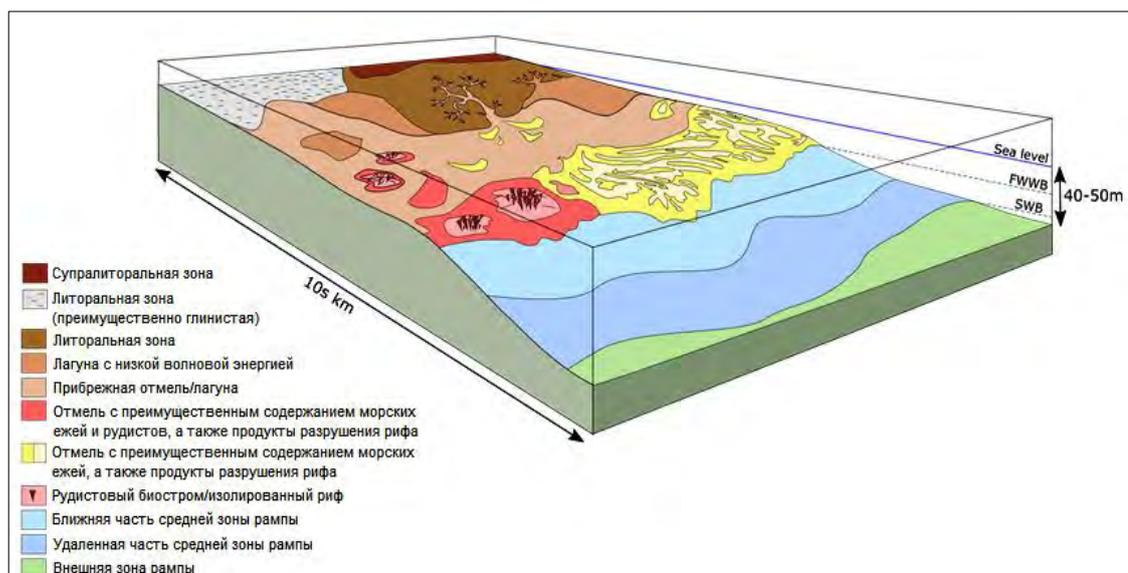


Рис. 3.1. Концептуальная модель осадконакопления формации Мишриф

Для выполнения работы были привлечены результаты петрофизических исследований 466 стандартных образцов керна и данные микролитологического

описания 466 стандартных петрографических шлифов. На всех образцах определены коэффициенты открытой пористости методом жидкостенасыщения, на 389 из них – коэффициенты абсолютной газопроницаемости, на 240 из них проведены капилляриметрические исследования в системе «газ-вода» методом полупроницаемой мембраны, на 91 из них выполнены ЯМР-исследования.

3.2. Выделение литолого-петрофизических типов по данным ЯМР с учетом структурной характеристики

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, дополненной A.F. Embry и J.E. Klován, на структуру пустотного пространства пород, и, следовательно, на их ФЕС. В связи с этим первоначальное разделение образцов керна основано на результатах литологического микроописания шлифов.

Для изучения петрофизических характеристик выделенных групп образцов в работе используются следующие показатели, полученные в результате интерпретации данных ЯМР-исследований (рисунок 3.2):

1. Коэффициент пористости (K_p (ЯМР));
2. Распределение времен поперечной релаксации T_2 по типам пористости, включающее:
 - а). Глинисто-связанную воду (CBW) и микропористость (отделяется по общепринятой граничной отсечке $T_2 = 3$ мс [36]);
 - б). Капиллярно-связанную воду (отделяется по двум граничным отсечкам – 3 мс и $T_{2гр}$, определенной методом граничной отсечки [77]);
 - в). Эффективную пористость (отделяется по двум граничным отсечкам – $T_{2гр}$, определенной методом граничной отсечки, и общепринятой граничной отсечке $T_2 = 750$ мс [36]);
 - г). Каверновую пористость (отделяется по граничной отсечке $T_2 = 750$ мс);

3. Коэффициент остаточной водонасыщенности ($K_{ов}$), определенный по методу граничной отсечки, и соответствующее время граничной отсечки $T_{2гр}$;
4. Индекс свободного флюида FFI, определяемый как сумма эффективной и каверновой пористостей;
5. Отношение индекса свободного флюида к индексу связанной воды FFI/BVI;
6. Модальное значение времен поперечной релаксации T_{2mode} ;
7. Среднелогарифмическое значение времен поперечной релаксации $T_{2logmean}$, определяемое по формуле 2.15 (см. раздел 2.3).

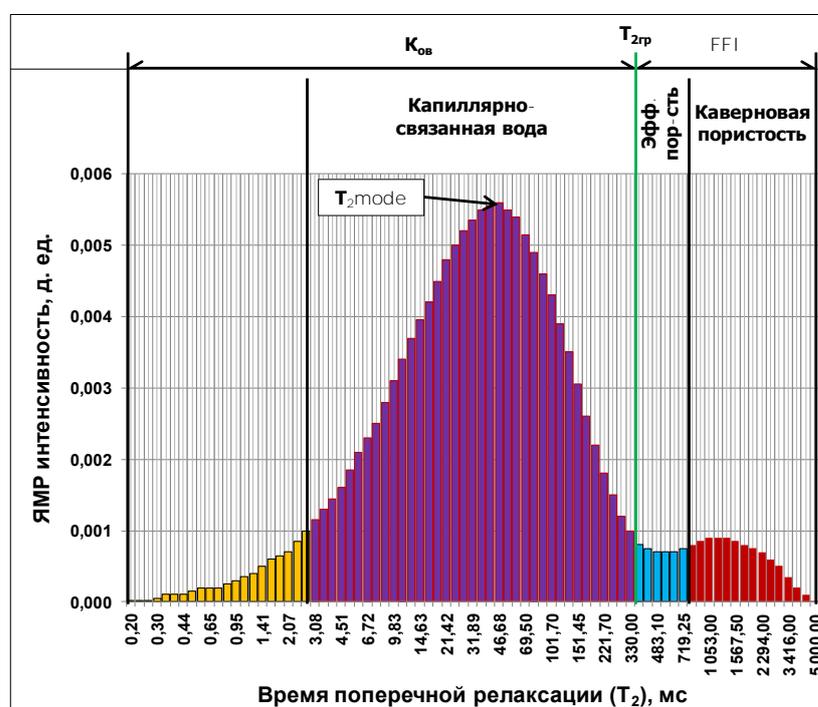


Рис. 3.2. Показатели, получаемые по результатам интерпретации данных ЯМР и используемые для анализа петрофизических характеристик изучаемых отложений

В таблице 3.1 приведены основные статистические характеристики результатов ЯМР-исследований отдельно для образцов с различной структурой породы по R.J. Dunham. По приведенным средним данным видно, что наилучшими коллекторскими свойствами обладают образцы со структурой фреймстоун ($K_{п}$ (ЯМР) = 17,76 %, $K_{ов}$ (ЯМР) = 11,50 %, FFI = 88,50 %, FFI/BVI = 7,99), наихудшими – образцы со структурой вакстоун ($K_{п}$ (ЯМР) = 10,85 %, $K_{ов}$ (ЯМР) = 71,73 %, FFI = 28,27 %, FFI/BVI = 0,47).

Основные статистические характеристики результатов ЯМР-исследований образцов с различной структурой породы

Параметры	Тип структуры по R.J. Dunham					
	Вакстоун	Вакстоун/ флаутстоун	Пакстоун	Грейнстоун	Рудстоун	Фреймстоун
К _п (ЯМР), %	<u>10,85±5,09</u> 3,42-23,08	<u>16,52±6,44</u> 6,18-24,35	<u>21,22±2,92</u> 15,75-24,13	<u>17,47±9,38</u> 5,20-32,07	<u>15,67±7,77</u> 9,37-24,35	<u>17,76±2,56</u> 14,52-20,79
T _{2гр} , мс	<u>111,88±48,78</u> 55,00-344,00	<u>113,07±33,23</u> 69,00-175,00	<u>131,88±41,44</u> 83,00-220,00	<u>159,15±62,76</u> 45,00-282,00	<u>98,67±46,23</u> 70,00-152,00	<u>83,50±32,54</u> 60,00-129,00
К _{ов} (ЯМР), %	<u>71,73±13,84</u> 29,43-94,02	<u>60,05±22,10</u> 25,09-89,16	<u>31,08±15,27</u> 15,45-54,38	<u>32,63±16,08</u> 11,06-61,30	<u>23,84±9,54</u> 13,29-31,85	<u>11,50±2,67</u> 10,03-15,50
Глинисто-связанная вода + микропористость*, %	<u>3,24±2,91</u> 0,00-13,36	<u>1,24±1,07</u> 0,00-3,20	<u>0,27±0,19</u> 0,00-0,64	<u>0,63±1,11</u> 0,00-3,46	<u>0,56±0,50</u> 0,08-1,07	<u>0,12±0,14</u> 0,00-0,24
Капиллярно-связанная вода*, %	<u>68,49±13,08</u> 28,65-90,18	<u>58,80±21,69</u> 25,09-87,19	<u>30,81±15,22</u> 15,09-54,18	<u>32,00±15,46</u> 10,70-58,65	<u>23,28±9,06</u> 13,21-30,78	<u>11,39±2,60</u> 9,89-15,28
Эффективная пористость*, %	<u>25,86±12,37</u> 2,98-65,20	<u>35,24±18,77</u> 9,83-66,66	<u>49,08±12,24</u> 30,91-71,78	<u>43,34±10,07</u> 29,73-60,90	<u>54,99±13,51</u> 40,82-67,73	<u>25,29±8,38</u> 16,49-35,79
Каверновая пористость*, %	<u>2,41±3,33</u> 0,00-18,20	<u>4,72±5,68</u> 0,21-20,55	<u>19,84±14,09</u> 0,64-40,79	<u>24,03±15,57</u> 0,00-46,31	<u>21,18±22,99</u> 0,42-45,89	<u>63,20±6,71</u> 54,08-68,47
FFI, %	<u>28,27±13,84</u> 5,98-70,58	<u>39,95±22,10</u> 10,85-74,91	<u>68,92±15,27</u> 45,63-84,85	<u>67,37±16,08</u> 38,70-88,94	<u>76,16±9,54</u> 68,15-86,71	<u>88,50±2,67</u> 84,50-89,97
FFI/BVI, ед.	<u>0,47±0,44</u> 0,06-2,40	<u>0,98±0,96</u> 0,12-2,99	<u>2,94±1,75</u> 0,84-5,47	<u>2,89±2,07</u> 0,63-8,05	<u>3,82±2,37</u> 2,14-6,53	<u>7,99±1,70</u> 5,45-8,97
T _{2mode} , мс	<u>74,07±71,03</u> 13,51-451,30	<u>109,02±61,55</u> 30,35-203,10	<u>525,53±356,77</u> 130,60-1117,00	<u>590,09±359,33</u> 55,03-1117,00	<u>492,13±418,13</u> 174,30-965,80	<u>1812,25±179,70</u> 1650,00-2056,00
T _{2logmean} , мс	<u>54,65±33,57</u> 12,63-179,28	<u>88,15±48,78</u> 28,54-169,53	<u>255,43±123,72</u> 99,75-461,98	<u>291,01±136,59</u> 34,86-520,41	<u>257,23±201,26</u> 113,40-487,22	<u>691,65±95,20</u> 574,76-795,68

Примечание: в числителе указаны среднее арифметическое значение ± среднее квадратическое отклонение, в знаменателе – размах значений; * – вклад в общую пористость.

С целью определения статистических различий образцов с разной структурой породы по средним значениям результатов ЯМР-исследований был применен t-критерий Стьюдента (таблица 3.2). Среди анализируемых показателей наиболее информативными (по средним значениям которых изучаемые группы образцов статистически отличаются друг от друга) являются коэффициент остаточной водонасыщенности (К_{ов}), содержание капиллярно-связанной воды, каверновая пористость, индекс свободного флюида (FFI), отношение индекса свободного флюида к индексу связанного флюида (FFI/BVI), модальное значение времени поперечной релаксации (T_{2mode}), среднелогарифмическое значение времен поперечной релаксации (T_{2logmean}). При этом стоит отметить, что ни по каким показателям не разделяются между собой образцы со структурами пакстоун, грейнстоун и рудстоун, что свидетельствует о близких результатах ЯМР-исследований, следовательно, и о схожей структуре пустотного пространства.

Для сравнения распределений ЯМР-интенсивностей по временам поперечной релаксации T_2 образцов был проведен корреляционный анализ [17]: сопоставлены ЯМР-интенсивности конкретных времен поперечной релаксации T_2 , соответствующие разным образцам (рисунок 3.3). Коэффициенты корреляции рассчитывались по формуле [17]:

$$r = \frac{\sum(x_i - x_{cp})(y_i - y_{cp})}{N_{xy} \sqrt{\frac{\sum(x_i - x_{cp})^2}{n}} \sqrt{\frac{\sum(y_i - y_{cp})^2}{n}}} \quad (3.1)$$

где x_i , y_i – i -ые значения параметров каждой выборки; x_{cp} , y_{cp} – средние арифметические значения параметров каждой выборки; N_{xy} – количество пар точек; n – количество значений параметров каждой выборки.

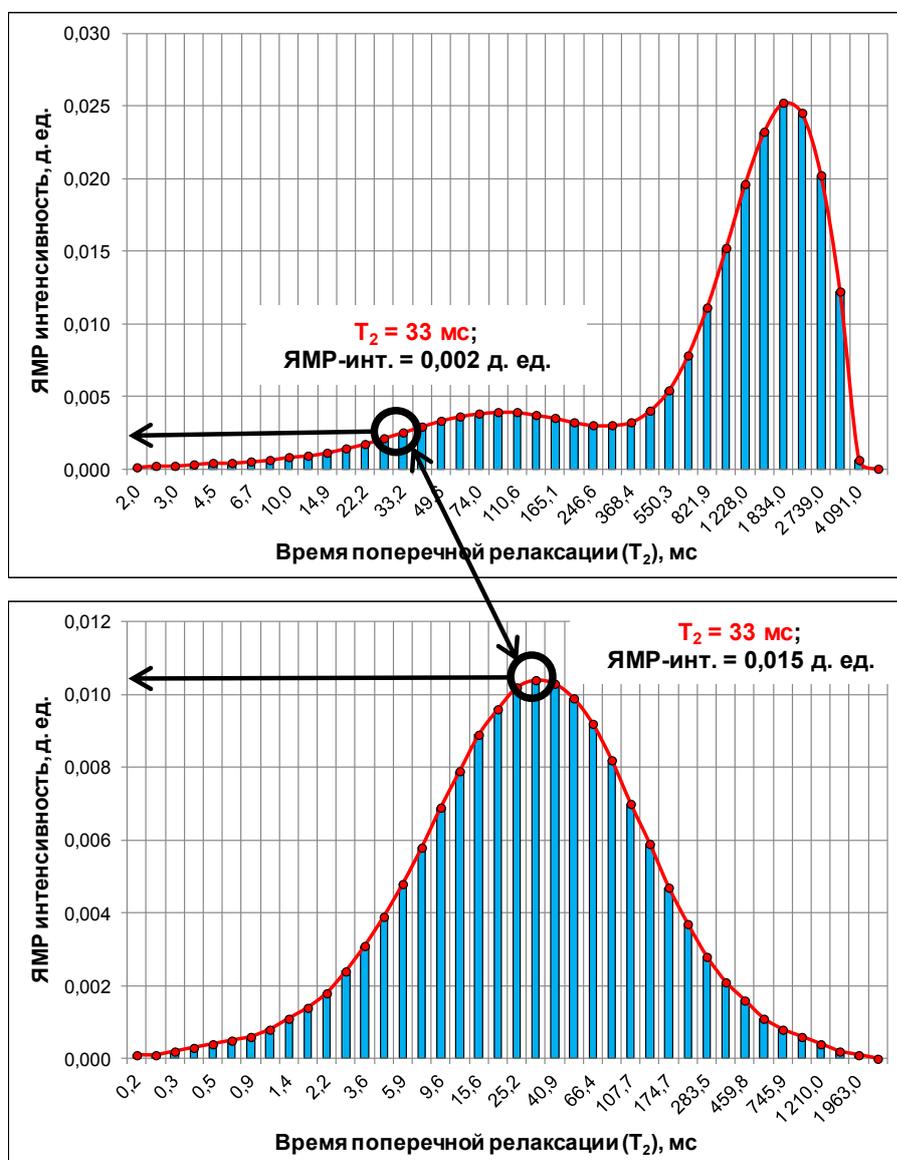


Рис. 3.3. Сопоставление ЯМР-интенсивностей конкретных времен поперечной релаксации T_2

Таблица 3.2

Т-критерии Стьюдента для сравнения результатов ЯМР-исследований образцов с различной структурой породы

Сравниваемые типы структур по R.J. Dunham	Параметры										
	К _п (ЯМР)	T _{2гр}	К _{ов} (ЯМР)	Глинисто-связанная вода + микропористость	Капиллярно-связанная вода	Эффективная пористость	Каверновая пористость	FFI	FFI/BVI	T _{2mode}	T _{2logmean}
Вакстоун-грейнстоун	<u>-3,429</u> 0,001	<u>-2,921</u> 0,005	<u>8,756</u> 2,544*10⁻¹²	<u>3,164</u> 0,002	<u>8,608</u> 4,541*10⁻¹²	<u>-4,690</u> 1,623*10⁻⁵	<u>-10,249</u> 8,355*10⁻¹⁵	<u>-8,756</u> 2,544*10⁻¹²	<u>-7,683</u> 1,705*10⁻¹⁰	<u>-9,572</u> 1,091*10⁻¹³	<u>-11,131</u> 3,168*10⁻¹⁶
Вакстоун-пакстоун	<u>-5,591</u> 7,287*10⁻⁷	<u>-1,095</u> 0,278	<u>7,599</u> 3,944*10⁻¹⁰	<u>2,873</u> 0,006	<u>7,390</u> 8,679*10⁻¹⁰	<u>-4,927</u> 8,016*10⁻⁶	<u>-7,735</u> 2,357*10⁻¹⁰	<u>-7,599</u> 3,944*10⁻¹⁰	<u>-8,645</u> 7,848*10⁻¹²	<u>-8,248</u> 3,445*10⁻¹¹	<u>-9,725</u> 1,502*10⁻¹³
Вакстоун-фреймстоун	<u>-2,672</u> 0,010	<u>1,138</u> 0,261	<u>8,617</u> 1,597*10⁻¹¹	<u>2,113</u> 0,038	<u>8,644</u> 1,454*10⁻¹¹	<u>-0,090</u> 0,929	<u>-32,320</u> 1,225*10⁻³⁵	<u>-8,617</u> 1,597*10⁻¹¹	<u>-24,317</u> 1,020*10⁻²⁹	<u>-40,994</u> 1,036*10⁻⁴⁰	<u>-30,683</u> 1,528*10⁻³⁴
Грейнстоун-фреймстоун	<u>-0,060</u> 0,953	<u>2,282</u> 0,038	<u>2,561</u> 0,022	<u>0,909</u> 0,378	<u>2,597</u> 0,020	<u>3,237</u> 0,006	<u>-5,478</u> 6,360*10⁻⁵	<u>-2,561</u> 0,022	<u>-4,459</u> 0,001	<u>-6,452</u> 1,090*10⁻⁵	<u>-5,416</u> 7,149*10⁻⁵
Вакстоун-вакстоун/флаутстоун	<u>-3,466</u> 0,001	<u>-0,086</u> 0,932	<u>2,415</u> 0,019	<u>2,514</u> 0,015	<u>2,085</u> 0,041	<u>-2,212</u> 0,031	<u>-1,929</u> 0,058	<u>-2,415</u> 0,019	<u>-2,823</u> 0,006	<u>-1,669</u> 0,100	<u>-2,962</u> 0,004
Вакстоун-рудстоун	<u>-1,553</u> 0,127	<u>0,456</u> 0,650	<u>5,881</u> 3,348*10⁻⁷	<u>1,582</u> 0,120	<u>5,874</u> 3,436*10⁻⁷	<u>-3,943</u> 2,510*10⁻⁴	<u>-5,596</u> 9,224*10⁻⁷	<u>-5,881</u> 3,348*10⁻⁷	<u>-8,772</u> 1,090*10⁻¹¹	<u>-6,461</u> 4,188*10⁻⁸	<u>-6,552</u> 3,011*10⁻⁸
Пакстоун-вакстоун/флаутстоун	1,938 0,067	<u>1,168</u> 0,256	<u>-3,272</u> 0,004	<u>-2,522</u> 0,020	<u>-3,211</u> 0,005	1,861 0,078	<u>3,590</u> 0,002	<u>3,272</u> 0,004	<u>3,429</u> 0,003	<u>4,334</u> 3,221*10⁻⁴	<u>4,543</u> 1,981*10⁻⁴
Пакстоун-фреймстоун	<u>2,007</u> 0,073	<u>2,027</u> 0,070	<u>2,486</u> 0,032	<u>1,401</u> 0,192	<u>2,475</u> 0,033	<u>3,462</u> 0,006	<u>-5,736</u> 1,889*10⁻⁴	<u>-2,486</u> 0,032	<u>-4,759</u> 0,001	<u>-6,685</u> 5,464*10⁻⁵	<u>-6,146</u> 1,089*10⁻⁴
Вакстоун/флаутстоун-грейнстоун	<u>-0,307</u> 0,761	<u>-2,410</u> 0,024	<u>3,662</u> 0,001	<u>-1,459</u> 0,157	<u>3,672</u> 0,001	<u>-1,382</u> 0,179	<u>-4,889</u> 4,970*10⁻⁵	<u>-3,662</u> 0,001	<u>-3,113</u> 0,005	<u>-4,939</u> 4,364*10⁻⁵	<u>-5,217</u> 2,128*10⁻⁵
Вакстоун/флаутстоун-рудстоун	<u>0,202</u> 0,843	<u>0,643</u> 0,530	<u>2,728</u> 0,016	<u>1,055</u> 0,308	<u>2,730</u> 0,016	<u>-1,710</u> 0,108	<u>-2,608</u> 0,020	<u>-2,728</u> 0,016	<u>-3,601</u> 0,003	<u>-3,693</u> 0,002	<u>-3,076</u> 0,008
Вакстоун/флаутстоун-фреймстоун	<u>-0,369</u> 0,717	<u>1,576</u> 0,135	<u>4,291</u> 0,001	<u>2,053</u> 0,057	<u>4,272</u> 0,001	1,113 0,326	<u>-17,535</u> 7,197*10⁻¹²	<u>-4,291</u> 0,001	<u>-10,918</u> 7,990*10⁻⁹	<u>-31,437</u> 8,208*10⁻¹⁶	<u>-17,662</u> 6,447*10⁻¹²
Рудстоун-фреймстоун	<u>-0,516</u> 0,628	<u>0,515</u> 0,629	<u>2,533</u> 0,052	<u>1,771</u> 0,137	<u>2,562</u> 0,051	<u>3,623</u> 0,015	<u>-3,563</u> 0,016	<u>-2,533</u> 0,052	<u>-2,741</u> 0,041	<u>-5,784</u> 0,002	<u>-3,867</u> 0,012
Пакстоун-грейнстоун	1,090 0,289	<u>-1,087</u> 0,291	<u>-0,218</u> 0,830	<u>-0,910</u> 0,374	<u>-0,172</u> 0,866	1,169 0,257	<u>-0,677</u> 0,507	0,218 0,830	0,060 0,953	<u>-0,401</u> 0,693	<u>-0,600</u> 0,556
Пакстоун-рудстоун	1,832 0,100	<u>1,153</u> 0,279	<u>-0,753</u> 0,471	<u>-1,502</u> 0,167	<u>0,790</u> 0,450	<u>-0,697</u> 0,504	<u>-0,119</u> 0,908	<u>-0,753</u> 0,471	<u>-0,684</u> 0,511	0,133 0,897	<u>-0,018</u> 0,986
Грейнстоун-рудстоун	<u>-0,306</u> 0,764	<u>1,557</u> 0,142	<u>0,896</u> 0,385	<u>0,104</u> 0,919	<u>0,925</u> 0,371	<u>-1,711</u> 0,109	<u>0,292</u> 0,775	<u>-0,896</u> 0,385	<u>-0,689</u> 0,502	<u>0,415</u> 0,684	<u>0,357</u> 0,726

Примечание: в числителе указана величина t-критерия, в знаменателе – p-value, жирным шрифтом выделены статистически значимые t-критерии (p < 0,05)

Всего было определено 4095 коэффициентов корреляции. В таблице 3.3 приведено распределение коэффициентов корреляции разной величины при сопоставлении образцов с различной структурой породы по классификации R.J. Dunham.

Таблица 3.3

Распределение коэффициентов корреляции разной величины, определенных при сопоставлении ЯМР-интенсивностей конкретных времен поперечной релаксации T_2 образцов (в %)

Тип структуры по R.J. Dunham	Диапазон изменения коэффициентов корреляции				
	0-0,3 (очень слабая)	0,3-0,5 (слабая)	0,5-0,7 (средняя)	0,7-0,9 (высокая)	0,9-1 (очень высокая)
Вакстоун	0,93	5,19	19,39	64,63	9,86
Пакстоун	3,57	14,29	17,86	53,57	10,71
Вакстоун/флаутстоун	1,10	7,69	19,78	60,44	10,99
Грейнстоун	10,26	12,82	19,23	50,00	7,69
Рудстоун	33,33	0,00	33,33	33,33	0,00
Фреймстоун	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00
Вакстоун-пакстоун	33,93	23,98	25,00	14,54	2,55
Вакстоун- вакстоун/флаутстоун	1,90	8,89	23,18	57,14	8,89
Вакстоун-грейнстоун	40,82	25,28	14,29	16,32	3,29
Вакстоун-рудстоун	35,37	14,29	27,21	20,41	2,72
Вакстоун-фреймстоун	95,92	4,08	0,00	0,00	0,00
Пакстоун- вакстоун/флаутстоун	19,64	16,07	22,32	40,18	1,79
Пакстоун-грейнстоун	4,81	11,54	22,12	50,00	11,53
Пакстоун-рудстоун	8,33	12,50	20,83	41,67	16,67
Пакстоун-фреймстоун	31,25	25,00	18,75	21,88	3,12
Вакстоун/флаутстоун- грейнстоун	22,53	23,08	25,28	26,37	2,74
Вакстоун/флаутстоун- рудстоун	23,81	14,29	9,52	47,62	4,76
Вакстоун/флаутстоун- фреймстоун	89,28	5,36	5,36	0,00	0,00
Грейнстоун-рудстоун	10,26	7,69	30,77	43,59	7,69
Грейнстоун-фреймстоун	26,93	11,54	38,46	21,15	1,92
Рудстоун-фреймстоун	41,68	25,00	16,67	16,67	0,00

По таблице 3.3 видно, что для всех образцов (за исключением образцов со структурой рудстоун ввиду малого объема выборки) внутри одного класса (образцы с одинаковой структурой породы) наблюдается преобладание высоких (0,7-0,9) и очень высоких (0,9-1) коэффициентов корреляции, что свидетельствует о схожем характере распределений времен поперечной релаксации T_2 для образцов с одинаковой структурой породы и соответственно о близкой структуре пустотного пространства. При этом стоит обратить внимание на большое количество высоких и очень высоких коэффициентов корреляции при сравнении образцов со

следующими структурами: вакстоун-вакстоун/флаутстоун, пакстоун-грейнстоун, пакстоун-рудстоун, вакстоун/флаутстоун-рудстоун, грейнстоун-рудстоун. Это говорит о схожем строении пустотного пространства анализируемых групп образцов.

С целью наглядной визуализации на рисунке 3.4 представлены осредненные распределения нормализованных ЯМР-интенсивностей (интегральная интенсивность приведена к 100 %) по временам поперечной релаксации T_2 для образцов с разной структурой породы. Под графиком представлены вклады различных типов пористостей в общую пористость (границы проведены по общепринятым отсечкам [36]). Данные кривые отражают наиболее вероятное время поперечной релаксации T_2 , а, следовательно, и размер пор, которые вносят наибольший вклад в объем пустотного пространства. Приведенный график отображает структуру пустотного пространства, характерную для образцов с определенной структурой породы. По рисунку видно, что группы образцов со структурой породы вакстоун и вакстоун/флаутстоун, а также рудстоун, пакстоун и грейнстоун слабо отличаются по виду своих кривых, и, соответственно, имеют схожую структуру пустотного пространства.

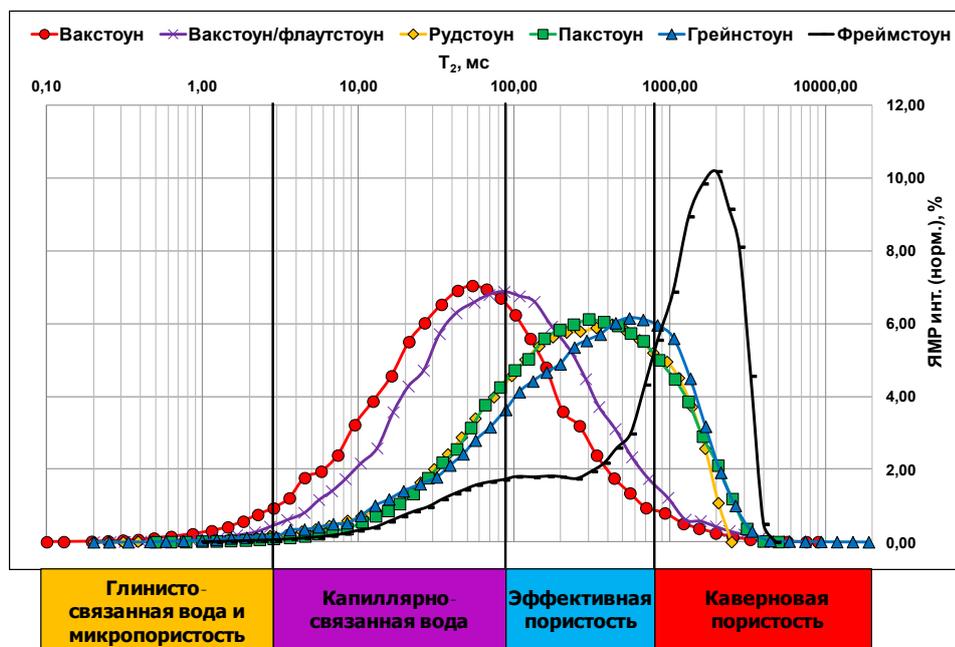


Рис. 3.4. Осредненные распределения нормализованных ЯМР-интенсивностей по временам поперечной релаксации T_2 различных групп образцов с одинаковой структурой породы

Статистический анализ результатов ЯМР-исследований образцов керна отображает целесообразность объединения выделенных групп в три класса: вакстоун и вакстоун/флаутстоун (1 класс), рудстоун, пакстоун и грейнстоун (2 класс), фреймстоун (3 класс) [47]. Данные классы следует именовать литолого-петрофизическими, в отличие от петрофизических типов, выделенных в главе II, в связи с тем, что при их определении в равной степени имеют значение как литологический (структура породы), так и петрофизический (структура пустотного пространства, изученная по данным ЯМР) факторы.

Согласно Кузнецову В.Г. «первичные коллекторские свойства пород, тип пустотного пространства и величина пористости, а также тип вторичных преобразований и характер возникающей при этом вторичной пористости во многом определяются первичной структурой. Они различны для биогермных известняков – баундстоунов, зернистых пород – пакстоунов, грейстоунов, флаутстоунов и рудстоунов, причем тип зерен имеет сугубо подчиненное значение, и, наконец, микрзернистых – мадстоунов и вакстоунов» [31, с. 356], что также подтверждается по результатам ЯМР-исследований.

На рисунке 3.5 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 [36]). Также над графиком показаны фотографии шлифов, соответствующие различным классам. Видно, что шлифы согласуются с данными ЯМР: по мере увеличения размера пор, модальное значение времен поперечной релаксации смещается в область больших значений.

В таблице 3.4 представлены основные статистические характеристики результатов ЯМР исследований выделенных петрофизических классов. По приведенным средним данным видно, что наилучшими коллекторскими свойствами обладают образцы 3 класса (K_p (ЯМР) = 17,76 %, $K_{об}$ (ЯМР) = 11,50 %, $K_{эф}$ (ЯМР) = 11,50 %).

FFI = 88,50 %, FFI/BVI = 7,99), наихудшими – образцы 1 класса (K_n (ЯМР) = 12,11 %, $K_{об}$ (ЯМР) = 69,13 %, FFI = 30,87 %, FFI/BVI = 0,58).

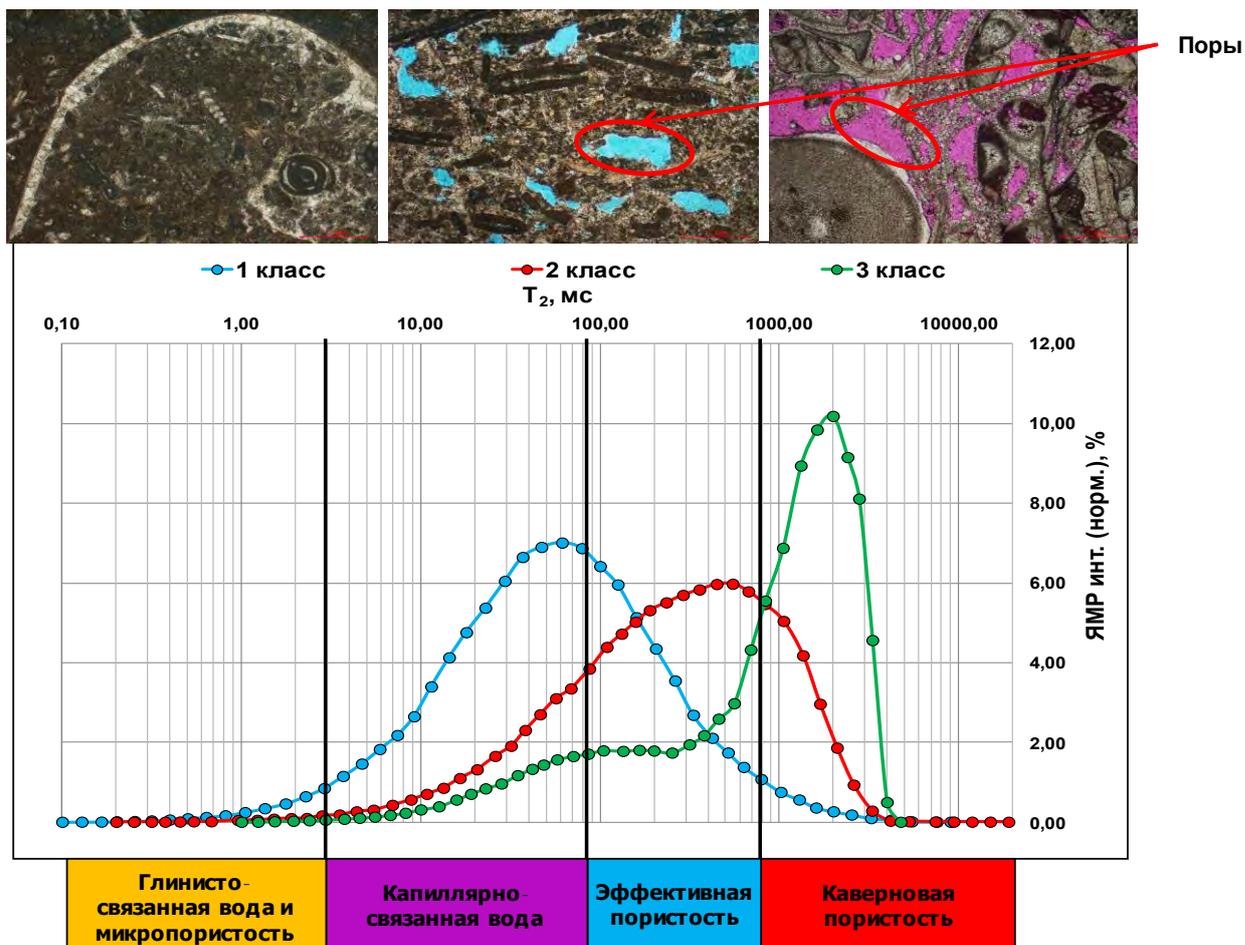


Рис. 3.5. Осредненные распределения нормализованных ЯМР-интенсивностей по временам поперечной релаксации T_2 выделенных классов

С целью определения статистических различий выделенных классов по средним значениям результатов ЯМР-исследований был применен t-критерий Стьюдента (таблица 3.5) [18]. Среди анализируемых показателей наиболее информативными (по средним значениям которых изучаемые классы образцов статистически отличаются друг от друга) являются коэффициент остаточной водонасыщенности ($K_{об}$), содержание капиллярно-связанной воды, каверновая пористость, индекс свободного флюида (FFI), отношение индекса свободного флюида к индексу связанного флюида (FFI/BVI), модальное значение времени поперечной релаксации (T_{2mode}), среднелогарифмическое значение времен поперечной релаксации ($T_{2logmean}$).

Таблица 3.4

Основные статистические характеристики результатов ЯМР-исследований
выделенных классов

Параметры	Выделенные классы		
	1 класс	2 класс	3 класс
K _п (ЯМР), %	<u>12,11±5,87</u>	<u>18,50±7,61</u>	<u>17,76±2,56</u>
	3,42-24,35	5,20-32,07	14,52-20,79
T _{2гр} , мс	<u>112,15±45,54</u>	<u>142,50±56,66</u>	<u>83,50±32,54</u>
	55,00-344,00	45,00-282,00	60,00-129,00
K _{ов} (ЯМР), %	<u>69,13±16,57</u>	<u>31,01±14,90</u>	<u>11,50±2,67</u>
	25,09-94,02	11,06-61,30	10,03-15,50
Глинисто-связанная вода + микропористость, %	<u>2,80±2,74</u>	<u>0,50±0,84</u>	<u>0,12±0,14</u>
	0,00-13,36	0,00-3,46	0,00-0,24
Капиллярно-связанная вода, %	<u>66,33±15,73</u>	<u>30,51±14,51</u>	<u>11,39±2,60</u>
	25,09-90,18	10,70-58,65	9,89-15,28
Эффективная пористость, %	<u>27,95±14,42</u>	<u>46,71±11,47</u>	<u>25,29±8,38</u>
	2,98-66,66	29,73-71,79	16,49-35,79
Каверновая пористость, %	<u>2,92±4,03</u>	<u>22,28±14,37</u>	<u>63,20±6,71</u>
	0,00-20,55	0,00-46,31	54,08-68,47
FFI, %	<u>30,87±16,57</u>	<u>68,99±14,90</u>	<u>88,50±2,67</u>
	5,98-74,91	38,70-88,94	84,50-89,97
FFI/BVI, ед.	<u>0,58±0,62</u>	<u>3,02±1,94</u>	<u>7,99±1,70</u>
	0,06-2,99	0,63-8,05	5,45-8,97
T _{2mode} , мс	<u>81,83±70,11</u>	<u>556,32±350,46</u>	<u>1812,25±179,70</u>
	13,51-451,3	55,03-1117,00	1650,00-2056,00
T _{2logmean} , мс	<u>62,09±39,61</u>	<u>274,93±135,03</u>	<u>691,66±95,20</u>
	12,63-179,28	34,86-520,41	574,76-795,68

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

Таблица 3.5

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

Параметры	Выделенные классы		
	1-2 классы	1-3 классы	2-3 классы
K _{ов} (ЯМР), %	<u>9,849</u>	<u>6,901</u>	<u>2,573</u>
	1,037*10 ⁻¹⁵	2,590*10 ⁻⁹	0,016
Капиллярно-связанная вода, %	<u>9,691</u>	<u>6,931</u>	<u>2,590</u>
	2,160*10 ⁻¹⁵	2,295*10 ⁻⁹	0,016
Каверновая пористость, %	<u>-9,804</u>	<u>-27,866</u>	<u>-5,529</u>
	1,275*10 ⁻¹⁵	7,345*10 ⁻³⁸	8,360*10 ⁻⁶
FFI, %	<u>-9,849</u>	<u>-6,901</u>	<u>-2,573</u>
	1,037*10 ⁻¹⁵	2,590*10 ⁻⁹	0,016
FFI/BVI, ед.	<u>-8,913</u>	<u>-20,247</u>	<u>-4,816</u>
	8,107*10 ⁻¹⁴	8,991*10 ⁻³⁰	5,469*10 ⁻⁵
T _{2mode} , мс	<u>-10,309</u>	<u>-42,694</u>	<u>-6,937</u>
	1,230*10 ⁻¹⁶	2,835*10 ⁻⁴⁹	2,297*10 ⁻⁷
T _{2logmean} , мс	<u>-11,381</u>	<u>-27,904</u>	<u>-5,888</u>
	9,005*10 ⁻¹⁹	6,769*10 ⁻³⁸	3,290*10 ⁻⁶
Эффективная пористость, %	<u>-5,717</u>	0,362	<u>3,554</u>
	1,572*10 ⁻⁷	0,718	0,002
K _п (ЯМР), %	<u>-4,169</u>	<u>-1,905</u>	<u>0,189</u>
	7,326*10 ⁻⁵	0,061	0,852
T _{2гр} , мс	<u>-2,594</u>	1,234	2,007
	0,012	0,222	0,055
Глинисто-связанная вода + микропористость, %	<u>4,030</u>	<u>1,948</u>	<u>0,906</u>
	1,211*10 ⁻⁴	0,556	0,374

Примечание: в числителе указана величина t-критерия, в знаменателе – p-value, жирным шрифтом выделены статистически значимые t-критерии (p < 0,05).

Для подтверждения правильности выделения литолого-петрофизических типов пород были применены методы главных компонент и линейного дискриминантного анализа.

Основными задачами метода главных компонент является сокращение числа переменных и изучение скрытой структуры взаимосвязей между переменными [18]. 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 3.6 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.

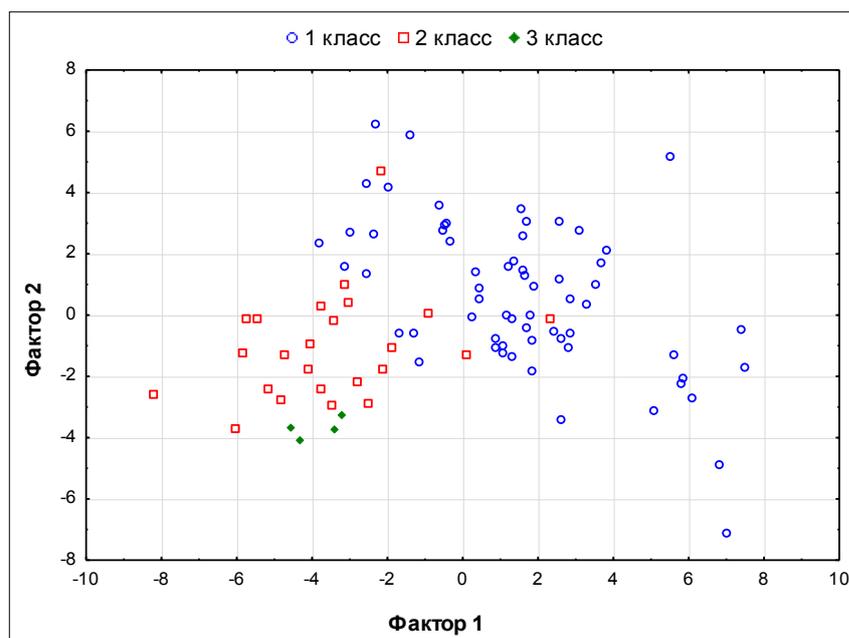


Рис. 3.6. Соотношение значений факторов 1 и 2 для выделенных классов

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

$$Z_1 = 0,02302T_2 \log mean + 0,01180K_{ов} - 0,00830T_{2гр} - 0,22839K_{эф.п} + 0,54718 \left(\frac{FFI}{BVI} \right) + 0,04788K_{п} - 0,08783(Кав. пор.) - 1,98964; \\ \text{при } R = 0,914, \chi^2 = 213,675, p = 8,730 \cdot 10^{-38} \quad (3.2)$$

$$Z_2 = -0,00708T_2 \log mean - 0,05558K_{ов} + 0,01305T_{2гр} + 0,31762K_{эф.п} - 0,63209 \left(\frac{FFI}{BVI} \right) - 0,14370K_{п} + 0,03411(Кав. пор.) + 2,98965; \\ \text{при } R = 0,712, \chi^2 = 60,196, p = 4,107 \cdot 10^{-11} \quad (3.3)$$

В таблице 3.6 приведены стандартизованные коэффициенты при переменных, позволяющие оценивать степень влияния показателей на разделение образцов по выделенным классам. Основными параметрами, вносящими наибольший вклад в разделение, являются среднелогарифмическое значение времен поперечной релаксации ($T_2 \log mean$) (для первой дискриминантной функции) и коэффициент эффективной пористости ($K_{эф.п}$) (для второй дискриминантной функции).

Таблица 3.6

Стандартизованные коэффициенты при переменных в ЛДФ

Параметры	Стандартизованные коэффициенты	
	Z_1	Z_2
$T_2 \log mean$	1,80937	-0,55670
$K_{ов}$	0,18717	-0,88176
$T_{2гр}$	-0,40135	0,63057
$K_{эф.п}$	-1,11029	1,54409
FFI/BVI	0,63618	-0,73491
$K_{п}$	0,30135	-0,90435
Каверновая пористость	-0,71870	0,27914

По данным функциям были вычислены значения Z_1 и Z_2 , которые для различных выделенных классов приведены на рисунке 3.7. По приведенному графику видно, что значения Z_1 и Z_2 достаточно хорошо разделяются в пределах выделенных классов (Лямбда Уилкса составляет 0,08096). Среднее значение Z_1 для

1 класса равно $-1,005$, для 2 класса $+1,063$, для 3 класса $+9,443$. Среднее значение Z_2 для 1 класса составляет $-0,488$, для 2 класса $+1,598$, для 3 класса $-1,898$. Достоверность распознавания образцов 1 класса составляет $93,7\%$, 2 класса – $79,2\%$, 3 класса – $100,0\%$. Неопределенности, возникающие при классификации, связаны со степенью проявления постседиментационных преобразований пустотного пространства. Полученные дискриминантные функции позволяют на основании результатов ЯМР-исследований образцов керна, отобранного из скважин изучаемого месторождения, относить их с определенной долей вероятности к выделенному классу.

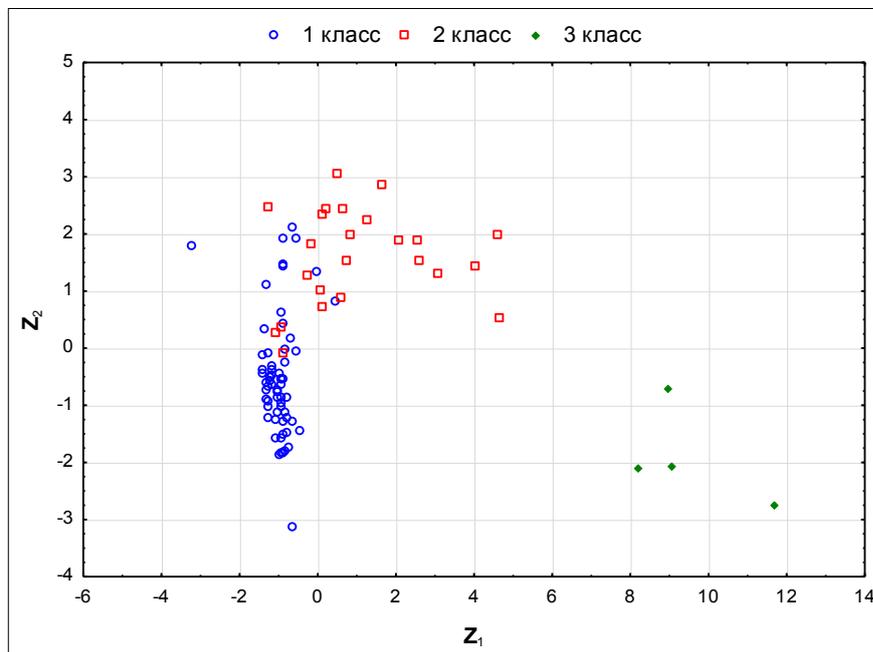


Рис. 3.7. Распределение значений Z_1 и Z_2 для выделенных классов

3.3. Анализ петрофизических свойств выделенных литолого-петрофизических типов

Для анализа коллекторских свойств выделенных классов были привлечены результаты определения петрофизических характеристик (коэффициенты абсолютной газопроницаемости, открытой пористости, остаточной водонасыщенности, средний радиус поровых каналов) образцов, для которых однозначно определена структурная характеристика по классификации

R.J. Dunham. На рисунках 3.8-3.11 представлены распределения коэффициентов открытой пористости, проницаемости, остаточной водонасыщенности и средних радиусов поровых каналов (определенных методом полупроницаемой мембраны) по интервалам для выделенных литолого-петрофизических классов соответственно. По приведенным гистограммам видно, что наилучшими коллекторскими свойствами обладают образцы 3 класса ($K_{\text{оп ср}} = 22,97\%$, $K_{\text{пр ср геом}} = 388,762$ мД, $K_{\text{ов ср}} = 11,56\%$, $R_{\text{пор кан ср}} = 8,472$ мкм), а наихудшими – 1 класса ($K_{\text{оп ср}} = 12,96\%$, $K_{\text{пр ср геом}} = 4,268$ мД, $K_{\text{ов ср}} = 66,60\%$, $R_{\text{пор кан ср}} = 1,225$ мкм).

Коэффициент открытой пористости (рисунок 3.8) для образцов 1 класса изменяется в пределах от 1,64 % до 32,66 %, составляя в среднем 12,96 %; для образцов 2 класса варьирует от 2,76 % до 32,39 %, среднее значение составляет 19,21 %; для образцов 3 класса изменяется в диапазоне от 8,16 % до 31,34 %, составляя в среднем 22,97 %. Наличие в 1 классе образцов с повышенными значениями пористости обусловлено развитием процессов выщелачивания, и, как следствие, образованием новых и значительным расширением существующих пор, так как первоначально породы данного класса ввиду своих структурных особенностей характеризовались как плотные, малопористые разности.

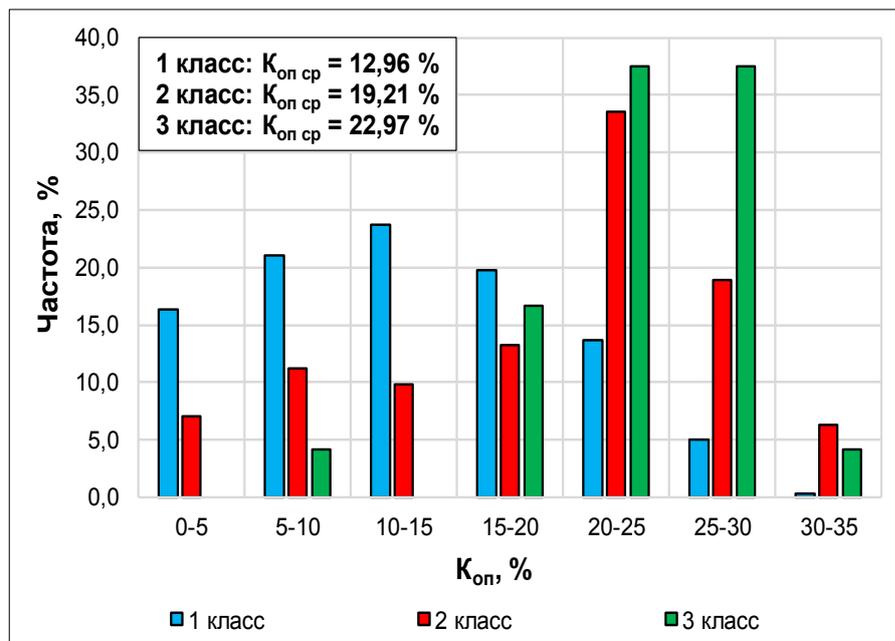


Рис. 3.8. Распределение значений коэффициента открытой пористости $K_{\text{оп}}$ по интервалам для выделенных литолого-петрофизических классов

Коэффициент абсолютной газопроницаемости (рисунок 3.9) для образцов 1 класса изменяется в пределах от 0,010 мД до 374,340 мД, среднее геометрическое значение составляет 4,268 мД; для образцов 2 класса варьирует от 0,042 мД до 812,950 мД, среднее геометрическое значение равняется 23,533 мД; для образцов 3 класса изменяется в диапазоне от 1,440 мД до 1399,960 мД, среднее геометрическое значение составляет 388,762 мД. Наличие в 1 классе образцов с высокими значениями проницаемости обусловлено наличием открытых трещин, так как породы данного класса претерпели большее уплотнение в процессе седиментогенеза и диагенеза, в результате чего явились более податливыми процессам трещинообразования, чем образцы 2 и 3 классов.

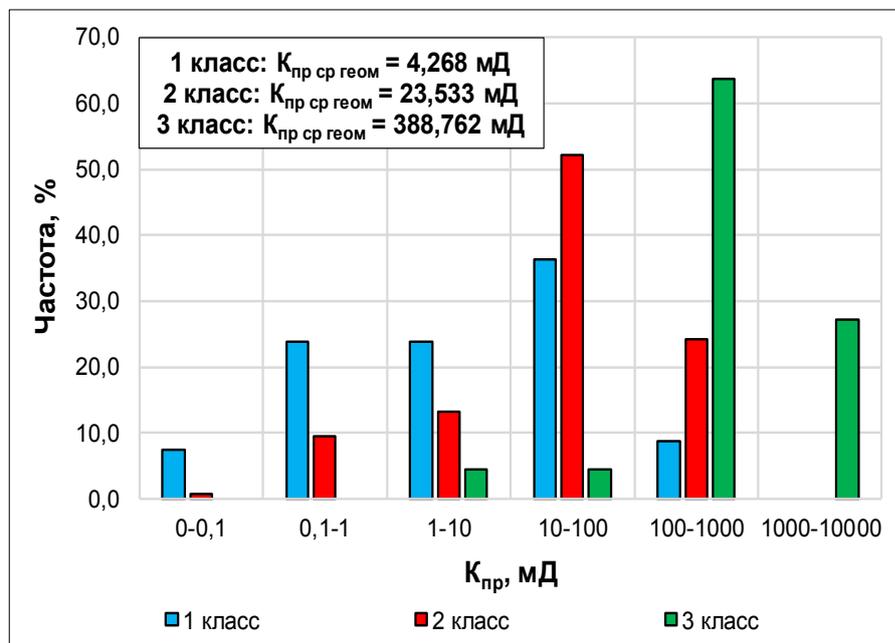


Рис. 3.9. Распределение значений коэффициента проницаемости $K_{пр}$ по интервалам для выделенных литолого-петрофизических классов

Коэффициент остаточной водонасыщенности (рисунок 3.10) для образцов 1 класса изменяется в пределах от 9,72 % до 96,70 %, составляя в среднем 66,60 %; для образцов 2 класса варьирует от 6,78 % до 85,15 %, среднее значение составляет 26,48 %; для образцов 3 класса изменяется в диапазоне от 3,47 % до 49,34 %, составляя в среднем 11,56 %.

Средний радиус поровых каналов (рисунок 3.11) для образцов 1 класса изменяется в пределах от 0,152 мкм до 5,930 мкм, составляя в среднем 1,225 мкм;

для образцов 2 класса варьирует от 0,738 мкм до 10,308 мкм, среднее значение составляет 3,678 мкм; для образцов 3 класса изменяется в диапазоне от 1,888 мкм до 12,921 мкм, составляя в среднем 8,472 мкм.

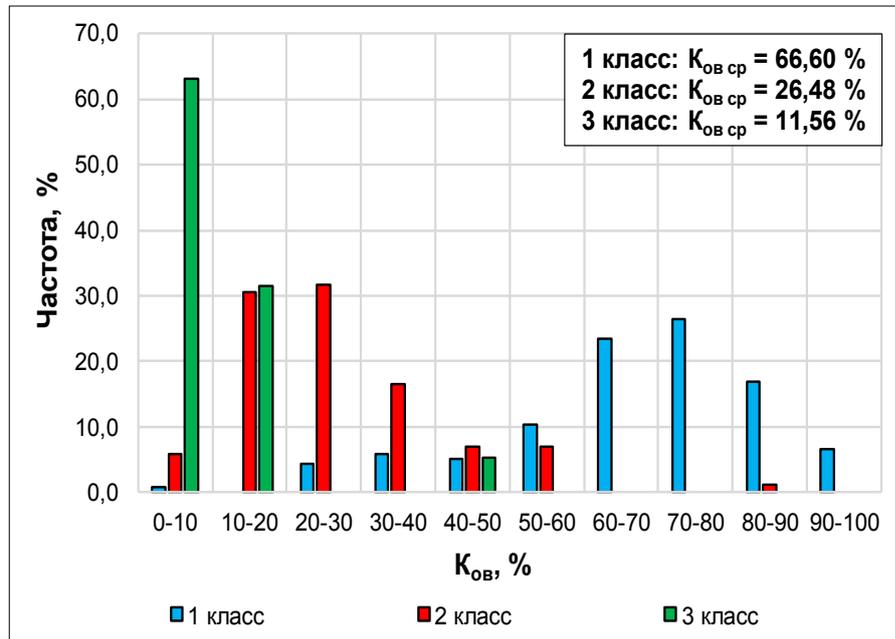


Рис. 3.10. Распределение значений коэффициента остаточной водонасыщенности $K_{ов}$ по интервалам для выделенных литолого-петрофизических классов

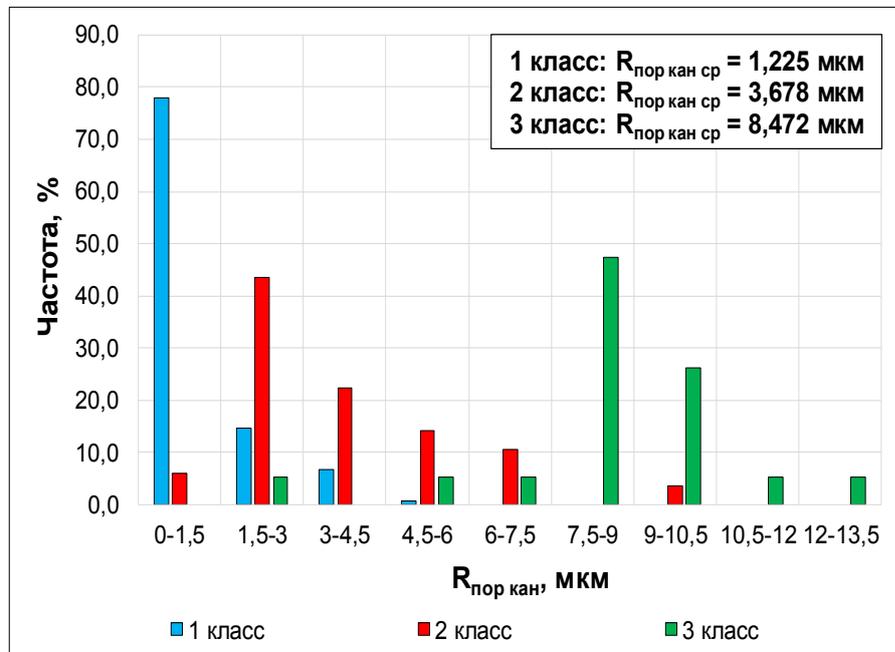


Рис. 3.11. Распределение значений средних радиусов поровых каналов $R_{пор кан}$ по интервалам для выделенных литолого-петрофизических классов

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. На рисунке 3.12 представлено сопоставление коэффициента газопроницаемости ($K_{пр}$) и коэффициента открытой пористости ($K_{оп}$) с разделением образцов по выделенным классам. Также на рисунке приведены графики ЛДФ, разделяющих образцы с различным типом коллектора.

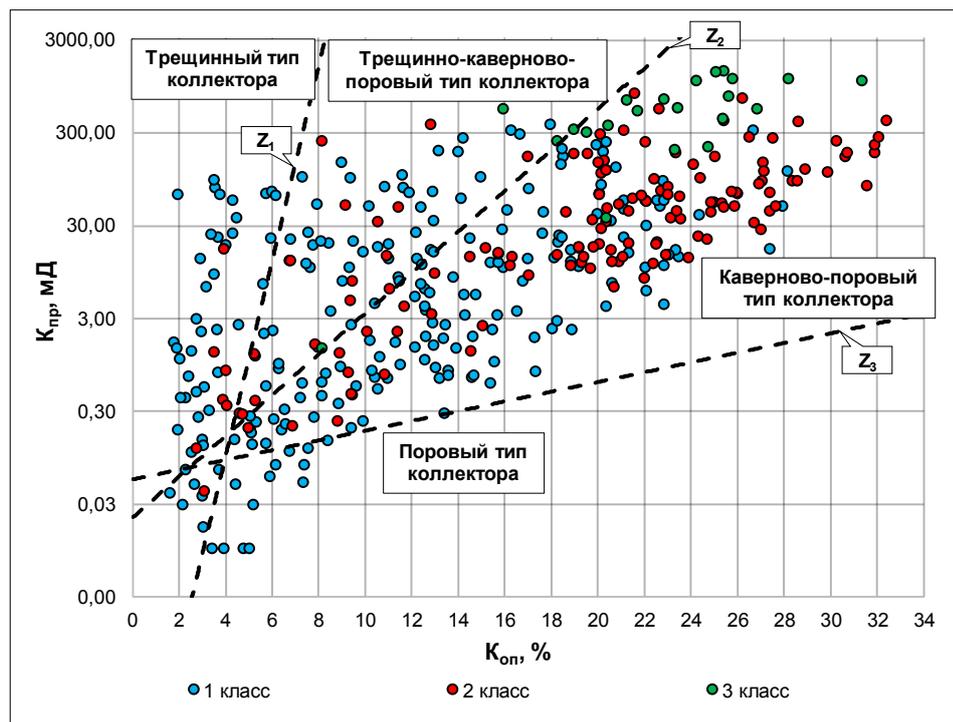


Рис. 3.12. Сопоставление коэффициента газопроницаемости и коэффициента открытой пористости выделенных классов с нанесенными ЛДФ типов коллекторов

Отсюда видно, 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) (рисунок 3.13). ЛДФ, разделяющие образцы с различным типом коллектора, имеют вид:

$$Z_1 = 0,37448 \lg K_{пр} - 0,39386 K_{оп} + 2,65134;$$

$$\text{при } R = 0,728, \chi^2 = 90,775, p = 1,943 \cdot 10^{-20} \quad (3.4)$$

$$Z_2 = -1,33153 \lg K_{\text{пр}} + 0,29290 K_{\text{оп}} - 3,27564;$$

$$\text{при } R = 0,758, \chi^2 = 276,757, p = 7,997 \cdot 10^{-61} \quad (3.5)$$

$$Z_3 = -1,07857 \lg K_{\text{пр}} + 0,05660 K_{\text{оп}} + 1,21007;$$

$$\text{при } R = 0,628, \chi^2 = 130,770, p = 4,014 \cdot 10^{-29} \quad (3.6)$$

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 $K_{\text{оп}} \geq 5,17$ %.

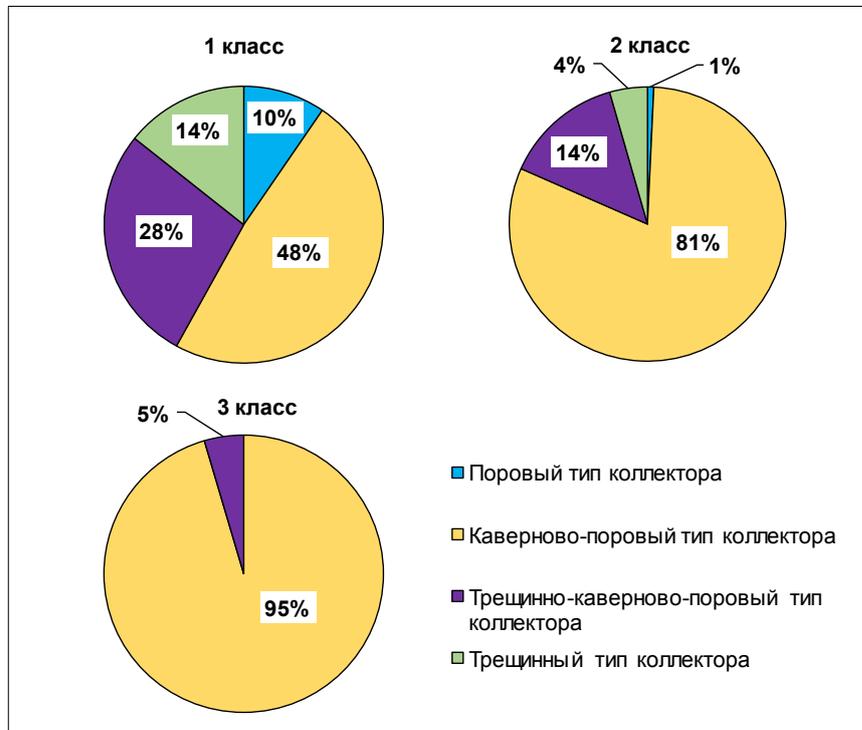


Рис. 3.13. Распределение образцов выделенных классов по типам коллекторов

На рисунке 3.14 представлена зависимость параметра пористости от коэффициента открытой пористости отдельно по выделенным классам. В результате аппроксимации экспериментальных данных функцией Дахнова-Арчи [21] получены следующие зависимости:

$$1 \text{ класс: } P_{\text{п}} = 1,079 K_{\text{оп}}^{-1,791}; \text{ при } R^2 = 0,980 \quad (3.7)$$

$$2 \text{ класс: } P_{\text{п}} = 1,059 K_{\text{оп}}^{-1,917}; \text{ при } R^2 = 0,949 \quad (3.8)$$

$$3 \text{ класс: } P_n = 1,037K_{\text{оп}}^{-2,148}; \text{ при } R^2 = 0,986 \quad (3.9)$$

По приведенным зависимостям видно, что показатель цементации (m – показатель степени в уравнениях) возрастает от 1 к 3 классу. Согласно данным Добрынина В.М. и др. [21] для хорошо сцементированных карбонатных пород с межзерновой пористостью $m = 1,8-2$, а для пород с каверново-межзерновой пористостью $m > 2$, причем m тем больше, чем выше каверновая составляющая в общем объеме пустотного пространства и больше размер каверн. Данные ЯМР также подтверждают результаты интерпретации исследований электрических свойств.

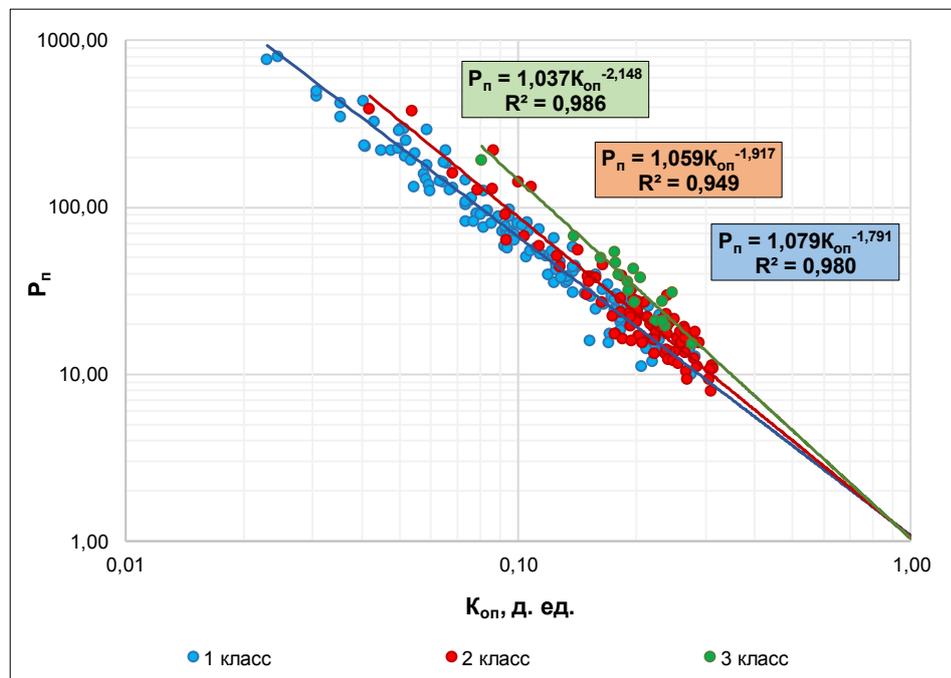


Рис. 3.14. Зависимости параметра пористости P_n от коэффициента открытой пористости $K_{\text{оп}}$ для выделенных классов

Для изучаемых отложений получена многомерная нелинейная модель прогноза коэффициента проницаемости по данным ЯМР (рисунок 3.15), в которой в качестве переменных выступают коэффициент пористости ($K_n(\text{ЯМР})$), определенный по данным ЯМР, а также среднелогарифмическое значение времен поперечной релаксации ($\lg T_2 \log mean$). Зависимость имеет вид:

$$\lg K_{\text{пр}} = 0,2965 + 0,2178K_n(\text{ЯМР}) - 2,7446\lg T_2 \log mean - 0,0052(K_n(\text{ЯМР}))^2 + 0,0053K_n(\text{ЯМР}) * \lg T_2 \log mean + 0,9687(\lg T_2 \log mean)^2; \text{ при } R^2 = 0,69 \quad (3.10)$$

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) (рисунок 3.16).

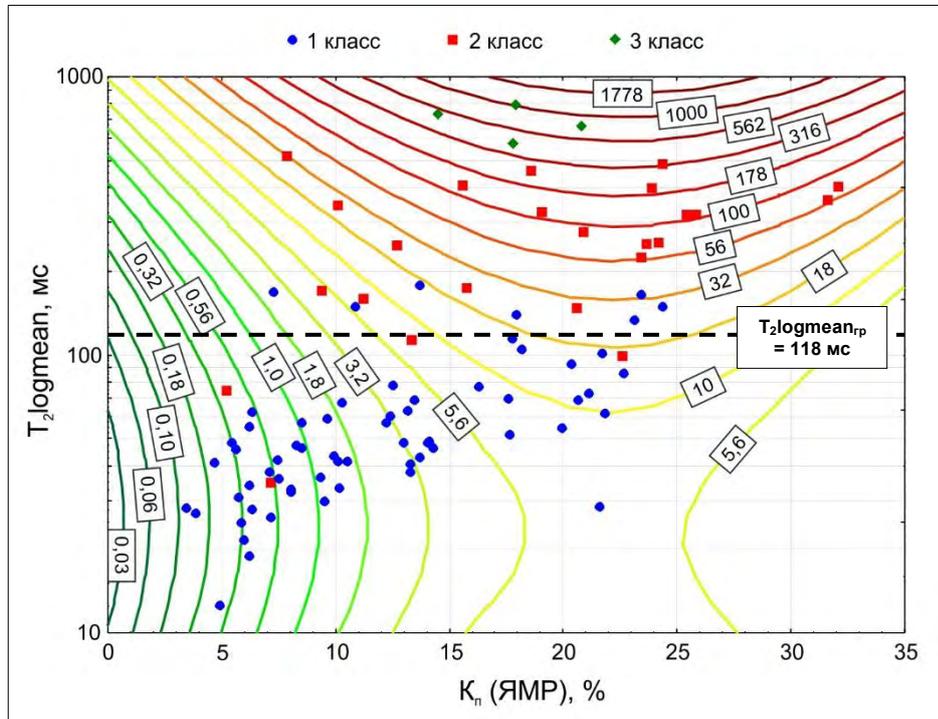


Рис. 3.15. График нелинейной многомерной модели прогноза коэффициента проницаемости (в мД) по данным ЯМР-исследований

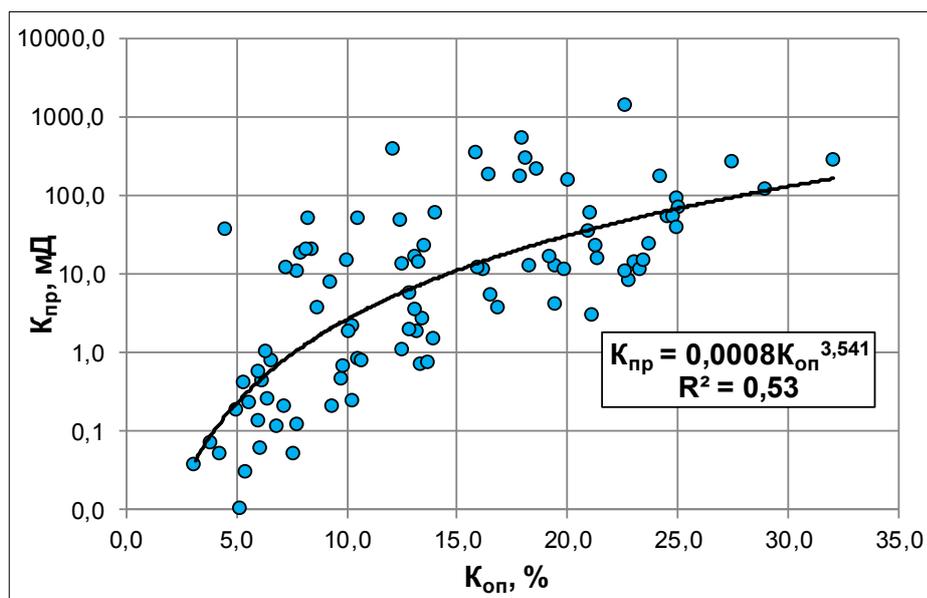


Рис. 3.16. Зависимость коэффициента проницаемости ($K_{пр}$) от коэффициента открытой пористости ($K_{оп}$)

По рисунку 3.15 видно, что до определенного значения $T_2\log\text{mean} = 118$ мс проницаемость зависит как от среднелогарифмического значения времен поперечной релаксации (соответственно, от размера слагающих пустотное пространство пор), так и от абсолютного значения пористости. Выше данного значения проницаемость определяется преимущественно размером пустот. Для выяснения причины, обусловившей данный характер зависимости, был проведен комплексный анализ данных ЯМР-исследований керн и результатов микроописания шлифов. Вся выборка образцов, на которых проведены ЯМР-исследования, была разделена на две по данным литологического описания шлифов: образцы с наличием и отсутствием каверновой и каверновидной пористости. Для двух групп образцов построены кумулятивные кривые десятичного логарифма среднелогарифмического значения времен поперечной релаксации $\lg T_2\log\text{mean}$ (рисунок 3.17): перпендикуляр, опущенный из точки пересечения кривых на ось абсцисс, дает граничное значение данного показателя – $\lg T_2\log\text{mean}_{\text{гр}} = 2,071$. Данное граничное значение позволяет на основании данных ЯМР-исследований керн исследуемых отложений судить о наличии или отсутствии в образцах проявлений процессов выщелачивания и, следовательно, о развитии каверн. Таким образом, можно говорить, что установленный характер зависимости проницаемости от пористости и размера слагающих породу пустот, обусловлен наличием в образцах керн каверновой и каверновидной пористости.

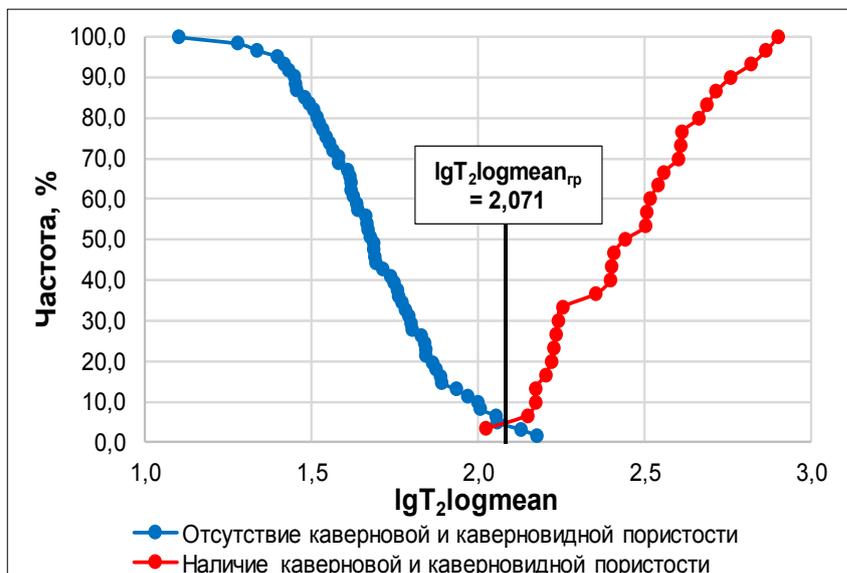


Рис. 3.17. Определение граничного значения параметра по кумулятивным кривым

Также в ходе выполнения данной работы была получена достаточно тесная корреляционная связь (коэффициент корреляции $r = 0,87$) между средним радиусом поровых каналов, определенным в результате интерпретации капилляриметрических исследований, и среднелогарифмическим значением времен поперечной релаксации (рисунок 3.18)

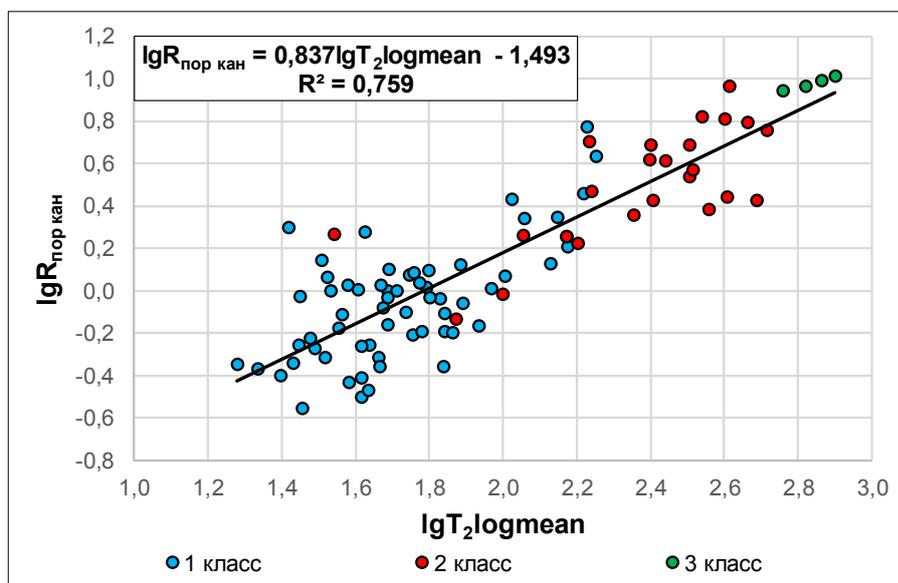


Рис. 3.18. Зависимость среднего радиуса поровых каналов ($\lg R_{\text{пор кан}}$) от среднелогарифмического значения времен поперечной релаксации ($\lg T_2 \log \text{mean}$)

Многие зарубежные исследователи считают, что ЯМР дает оценку собственно тела поры [70, 74, 94], тогда как по данным капилляриметрических исследований (в данном случае метод полупроницаемой мембраны в системе «газ-вода») получают информацию о размере поровых каналов, соединяющих пустоты. Наличие выявленных тесных связей позволяет сделать вывод о том, что для изучаемых отложений размеры пор и соединяющих их поровых каналов пропорциональны друг другу. Следствием данного вывода является возможность использования данных ЯМР для построения кривых капиллярного давления, что позволит значительно сократить временные затраты: время проведения эксперимента методом ЯМР составляет 10 минут, тогда как время проведения исследований методом полупроницаемой мембраны доходит до 1 месяца.

При детальном рассмотрении корреляционного поля (рисунок 3.18) видно, что дисперсия точек данных уменьшается от 1 к 3 классу, что связано с различной разрешающей способностью двух методов: современные ЯМР-релаксометры позволяют зафиксировать флюид в порах размером до 1 нм, тогда как давление прорыва мембран, используемых в групповых капилляриметрах, составляет 1,4 МПа, что соответствует порам с радиусом приблизительно 0,1 мкм, то есть на 2 порядка ниже.

Выводы по главе

1. 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.

2. В изучаемом разрезе выделены литолого-петрофизические классы, описаны их коллекторские свойства, построены петрофизические зависимости.

3. Построены ЛДФ, позволяющие на основании результатов ЯМР-исследований образцов керн исследуемых отложений относить их с определенной долей вероятности к выделенному классу.

ГЛАВА IV. СОПОСТАВЛЕНИЕ ЛИТОЛОГО-ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ И ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ТИПОВ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД, ВЫДЕЛЕННЫХ ПО ПРЕДЛОЖЕННЫМ ПОДХОДАМ (НА ПРИМЕРЕ КЕРНА МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНАЯ КУРНА-2)

4.1. Выделение петрофизических типов

С целью проведения сопоставительного анализа выделенных петрофизических и литолого-петрофизических типов карбонатных пород продуктивных отложений объектом исследования был выбран керн формации Мишриф одной из скважин месторождения Западная Курна-2 (см. раздел 3.1).

Аналогично Ярейюскому месторождению для месторождения Западная Курна-2 был применен разработанный подход (см. главу II) 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 (таблица 4.1). 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).

На рисунке 4.1 представлена кумулятивная кривая комплексного параметра $R_{\text{комп}}$, на которой выделены линейные участки, отвечающие отдельным петрофизическим типам. Стоит указать, что границы участков корректировались с учетом данных микролитологического описания шлифов. Комплексный анализ результатов петрофизических и петрографических исследований показал, что наибольшее влияние на структуру пустотного пространства изучаемых отложений,

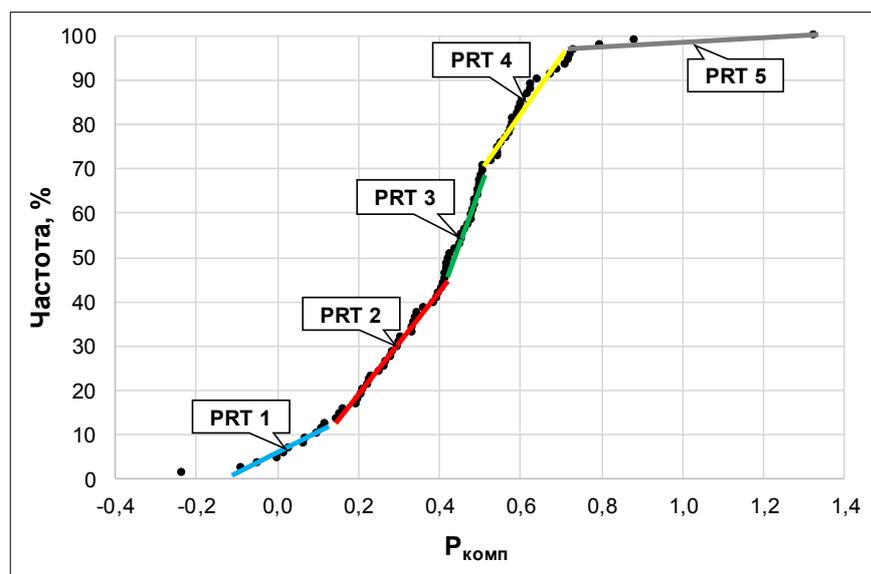
а, соответственно, и на ФЕС оказывают такие вторичные преобразования как образование открытых трещин и выщелачивание, приводящее к формированию пор и каверн выщелачивания.

Таблица 4.1

Статистические характеристики параметров M и $T_2 \log \text{mean}$ и t -критерии Стьюдента для сравнения образцов с установленным влиянием процесса выщелачивания и его отсутствием

Показатели	Статистические характеристики*		t-критерий p-value
	Наличие выщелачивания	Отсутствие выщелачивания	
M, ед.	$3,712 \pm 2,455$	$0,482 \pm 0,444$	-12,921 $3,995 \cdot 10^{-22}$
	0,739-8,974	0,064-2,225	
$T_2 \log \text{mean}$, мс	$331,741 \pm 184,254$	$54,497 \pm 27,976$	-15,773 $1,634 \cdot 10^{-27}$
	105,466-795,678	12,633-150,415	

Примечание: в числителе указаны среднее арифметическое значение \pm среднее квадратическое отклонение, в знаменателе – размах значений. При использовании t -критерия значения указанных параметров были логарифмированы

Рис. 4.1. Кумулятивная кривая комплексного параметра $P_{\text{комп}}$

На рисунке 4.2 приведена диаграмма распределения вторичных преобразований для выделенных петротипов: показана доля шлифов от общего количества внутри каждого петротипа, для которых характерно проявление того или иного процесса. По рисунку видно, что для PRT 1 наблюдается отсутствие проявления трещино- и кавернообразования, для PRT 2 характерно преимущественное развитие открытых трещин, для PRT 3 преобладающим вторичным процессом является выщелачивание и связанное с ним

кавернообразование, для PRT 4 присуще развитие в равной степени обоих процессов, а для PRT 5 – исключительно образование открытых трещин.

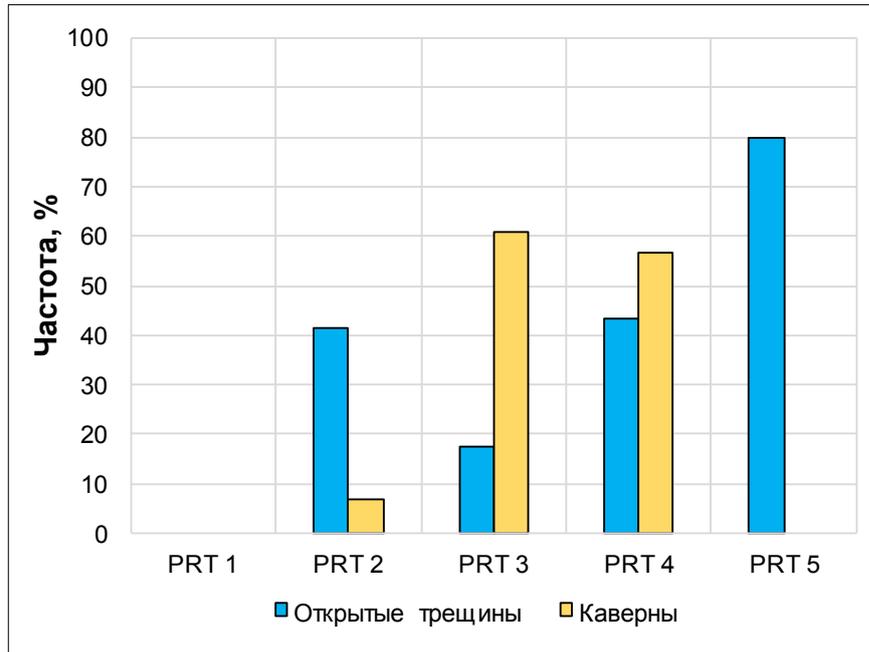


Рис. 4.2. Диаграмма распределения вторичных преобразований для выделенных петрофизических типов

Для прогноза выделенных петрофизических типов по информативным показателям построены ЛДФ, имеющие вид (рисунок 4.3):

$$Z_1 = -6,86597 \lg \sqrt{\frac{K_{np}}{K_{он}}} + 1,34445 \lg T_2 \log mean + 0,27803;$$

$$\text{при } R = 0,809, \chi^2 = 39,309, p = 2,911 * 10^{-9} \quad (4.1)$$

$$Z_2 = -7,78547 \lg \sqrt{\frac{K_{np}}{K_{он}}} + 1,66833 \lg T_2 \log mean + 2,42816;$$

$$\text{при } R = 0,853, \chi^2 = 63,676, p = 1,488 * 10^{-14} \quad (4.2)$$

$$Z_3 = -10,34344 \lg \sqrt{\frac{K_{np}}{K_{он}}} + 5,07592 \lg T_2 \log mean + 0,94893;$$

$$\text{при } R = 0,839, \chi^2 = 52,331, p = 4,330 * 10^{-12} \quad (4.3)$$

$$Z_4 = -6,66023 \lg \sqrt{\frac{K_{np}}{K_{он}}} + 4,11913 \lg T_2 \log mean + 0,17892;$$

$$\text{при } R = 0,748, \chi^2 = 20,517, p = 3,506 * 10^{-5} \quad (4.4)$$

Достоверность распознавания по ЛДФ образцов PRT 1 составляет 100,00 %, PRT 2 – 96,55 %, PRT 3 – 100,00 %, PRT 4 – 95,65 % и PRT 5 – 80,00 %.

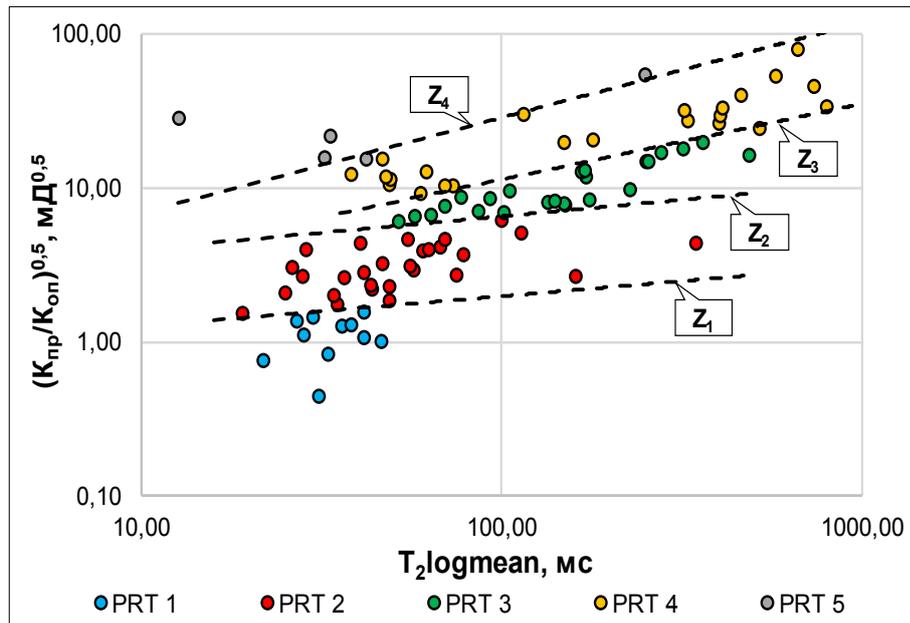


Рис. 4.3. Сопоставление показателей $\sqrt{\frac{K_{пр}}{K_{оп}}}$ и $T_2 \log mean$ с нанесенными ЛДФ

4.2. Характеристика выделенных петрофизических типов

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

Таблица 4.2 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 ($T_2 \log mean$); электрическая извилистость поровых каналов ($T_{эл}$); средний радиус поровых каналов ($R_{пор}$), определенный по данным капилляриметрических исследований; коэффициенты абсолютной газопроницаемости ($K_{пр}$), открытой пористости ($K_{оп}$) и остаточной водонасыщенности ($K_{ов}$).

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 ^{0,5}	$\frac{1,11 \pm 0,33}{0,45-1,56}$	$\frac{3,42 \pm 1,40}{1,54-7,74}$	$\frac{10,82 \pm 4,17}{6,08-19,84}$	$\frac{26,13 \pm 16,99}{9,27-79,36}$		$\frac{27,34 \pm 16,23}{15,46-54,73}$
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 ₂ 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 _{эл} , 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 _{пор} , 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 _{пр} , 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 _{оп} , %	$\frac{6,21 \pm 2,23}{3,00-9,91}$	$\frac{11,26 \pm 5,04}{5,11-23,48}$	$\frac{19,60 \pm 5,98}{7,20-29,29}$	$\frac{16,70 \pm 6,01}{7,64-31,04}$		$\frac{7,62 \pm 2,35}{4,47-10,16}$
K _{ов} , %	$\frac{80,69 \pm 8,66}{65,41-91,74}$	$\frac{68,54 \pm 18,08}{27,32-93,35}$	$\frac{42,29 \pm 20,65}{10,25-80,41}$	$\frac{41,98 \pm 27,52}{8,27-82,52}$		$\frac{75,93 \pm 11,44}{64,19-91,03}$

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.

Ввиду того, что ЯМР-исследования проведены на ограниченной выборке образцов (91 образец), была найдена достаточно тесная петрофизическая зависимость среднелогарифмического значения времен поперечной релаксации от коэффициента остаточной водонасыщенности, значения которого были определены на 240 образцах методом полупроницаемой мембраны. В результате аппроксимации экспериментальных данных получено следующее уравнение связи (рисунок 4.4):

$$\lg T_2 \log \text{mean} = -0,015 K_{\text{ов}} + 2,807; \text{ при } R^2 = 0,843 \quad (4.5)$$

Достаточно высокий коэффициент детерминации R^2 свидетельствует о надежности прогноза величины среднелогарифмического значения времен поперечной релаксации по значениям коэффициента остаточной водонасыщенности.

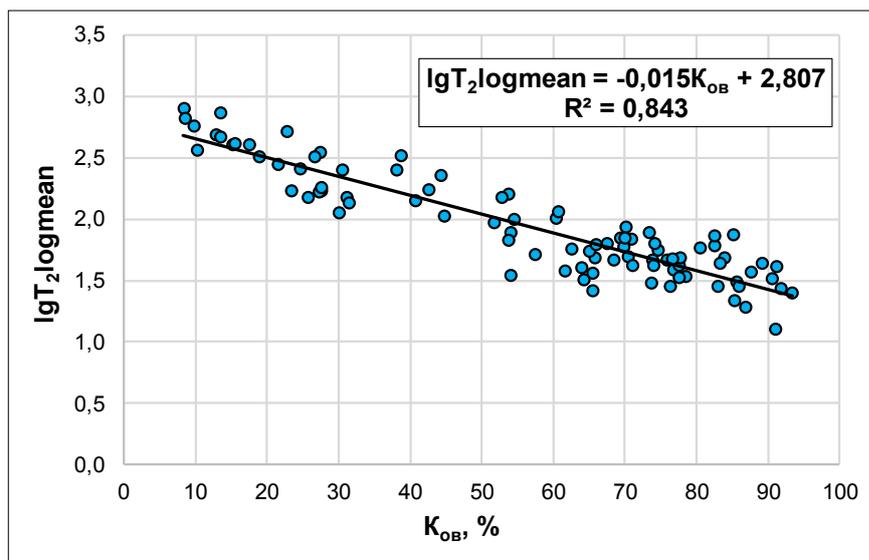


Рис. 4.4. Зависимость среднелогарифмического значения времен поперечной релаксации $\lg T_2 \log \text{mean}$ от коэффициента остаточной водонасыщенности $K_{\text{ов}}$

В результате использования данной зависимости для дополнительной выборки, состоящей из 149 образцов керна, были рассчитаны значения $\lg T_2 \log \text{mean}$ и, далее, вычислив величину комплексного параметра $R_{\text{комп}}$, определена принадлежность каждого образца к выделенным петрофизическим типам. В итоге на расширенной выборке образцов (240 штук) были получены петрофизические зависимости коэффициента абсолютной газопроницаемости от коэффициента

открытой пористости для каждого из петротипов (рисунок 4.5). Зависимости имеют следующий вид:

$$PRT\ 1: K_{np} = 0,019e^{22,884K_{оп}}; \text{ при } R^2 = 0,718 \quad (4.6)$$

$$PRT\ 2: K_{np} = 0,097e^{20,981K_{оп}}; \text{ при } R^2 = 0,771 \quad (4.7)$$

$$PRT\ 3: K_{np} = 0,773e^{16,462K_{оп}}; \text{ при } R^2 = 0,754 \quad (4.8)$$

$$PRT\ 4: K_{np} = 5,296e^{17,140K_{оп}}; \text{ при } R^2 = 0,599 \quad (4.9)$$

$$PRT\ 5: K_{np} = 17,518e^{16,043K_{оп}}; \text{ при } R^2 = 0,519 \quad (4.10)$$

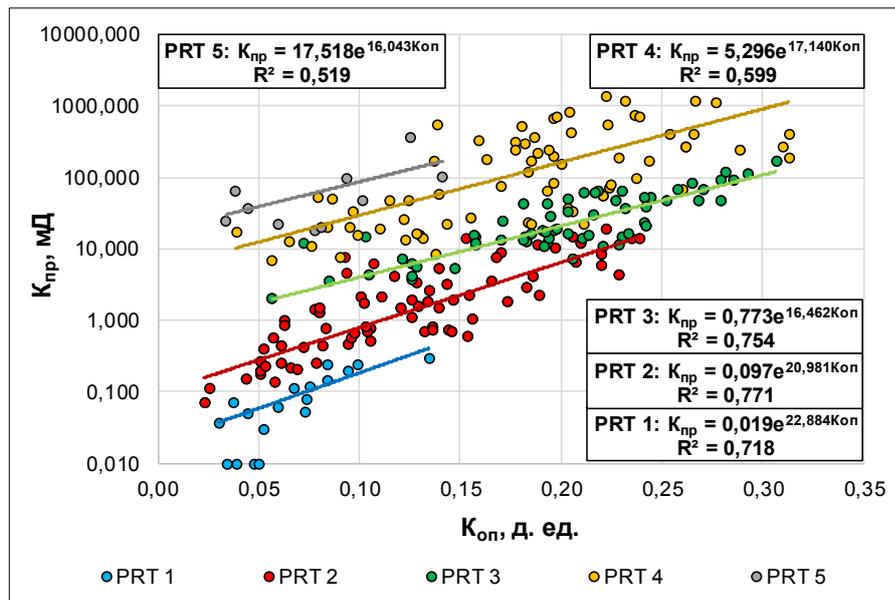


Рис. 4.5. Зависимость коэффициента проницаемости K_{np} от коэффициента открытой пористости $K_{оп}$ для выделенных петрофизических типов

Ниже представлено описание пустотного пространства по классификации P.W. Choquette и L.C. Pray [76] выделенных петрофизических типов по данным петрографического изучения шлифов.

PRT 1: пустотное пространство представлено следовыми, межкристаллическими и внутриформенными порами. ФЕС данного типа определяются преимущественно порами (поровый тип коллектора).

PRT 2: по результатам петрографического описания шлифов в строении пустотного пространства преобладает следовая пористость, а также внутриформенная и трещинная, изредка встречается межформенная и каверновая/каверновидная. ФЕС данного типа определяются порами и тонкими

открытыми трещинами (трещинно-поровый тип коллектора), приводящими к увеличению проницаемости по сравнению с PRT 1 (рисунок 4.5).

PRT 3: в строении пустотного пространства преобладают следовые и бесструктурные каверновые и каверновидные поры, также усиленные выщелачиванием внутри и межформенные, редко встречается трещинная и трещинно-канальная пористость. ФЕС данного типа определяются преимущественно порами и кавернами (каверново-поровый тип коллектора).

PRT 4: по данным литологического микроописания шлифов в формировании пустотного пространства преобладает следовая, бесструктурная каверновая и каверновидная пористость, внутриформенная, реже – межформенная и трещинно-канальная, изредка встречается межкристаллическая, также в данный петротип вошли образцы с органогенно-каркасной пористостью. В целом все пустоты усилены выщелачиванием. В данном петротипе можно выделить два подтипа: ФЕС первого подтипа определяются порами и крупными кавернами (порово-каверновый тип коллектора), ФЕС второго подтипа связаны с порами, кавернами, открытыми трещинами, а также «каналами» (сильно расширенные выщелачиванием открытые трещины) (трещинно-порово-каверновый тип коллектора).

PRT 5: пустотное пространство представлено открытыми трещинами, а также следовыми и межкристаллическими порами. ФЕС данного типа определяются порами и трещинами (порово-трещинный тип коллектора). В отличие от PRT 2 раскрытость трещин данного петротипа выше, что при одинаковой величине открытой пористости приводит к более высоким значениям проницаемости.

4.3. Сравнительный анализ литолого-петрофизических и петрофизических типов пород

Для каждого выделенного в главе III литолого-петрофизического класса была определена доля петрофизических типов (таблица 4.3).

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 [6], 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 4.3

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).

Выводы по главе

1. В разрезе продуктивных отложений формации Мишриф одной из скважин месторождения Западная Курна-2 выделены и описаны петрофизические типы в

соответствии с разработанным методическим подходом, что подтверждает его универсальность.

2. Построены ЛДФ, позволяющие на основании информативных петрофизических параметров относить с определенной долей вероятности образцы керн изучаемых отложений к тому или иному петротипу.

3. Проведен сопоставительный анализ петрофизических и литолого-петрофизических типов карбонатных пород: установлено влияние двух групп факторов на строение пустотного пространства.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения диссертационной работы получены следующие 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.

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 ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Амикс, Дж. Физика нефтяного пласта / Дж. Амикс, Д. Басс, Р. Уайтинг ; пер. А.Г. Ковалева, А.А. Кочешкова, В.Г. Оганджянцянца, В.Л. Данилова. – Москва : Гостоптехиздат, 1962. – 572 с.
2. Антипин, Я.О. Моделирование нефтенасыщенности залежей в терригенных коллекторах с использованием J-функции Леверетта : дис. ... канд. геол.-минерал. наук : 25.00.12 / Антипин Ярослав Олегович. – Тюмень, 2019. – 161 с.
3. Антошкина, А.И. РИФООБРАЗОВАНИЕ В ПАЛЕОЗОЕ (север Урала и сопредельные области) / А.И. Антошкина. – Екатеринбург : УрО РАН, 2003. – 301 с.
4. Багринцева, К.И. Атлас карбонатных коллекторов месторождений нефти и газа Восточно-Европейской и Сибирской платформ / К.И. Багринцева, А.Н. Дмитриевский, Р.А. Бочко ; под ред. К.И. Багринцевой. – Москва : Б.и., 2003. – 264 с.
5. Багринцева, К.И. Применение капиллярной дефектоскопии в нефтяной геологии для выделения и оценки трещиноватости в горных породах / К.И. Багринцева, Р.С. Сауткин, Г.И. Шершуков // Megatech новые технологии в промышленной диагностике и безопасности. – 2013. – № 4. – С. 24-32.
6. Багринцева, К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа / К.И. Багринцева. – Москва : РГГУ, 1999. – 285 с.
7. Белозеров, Б.В. Роль петрофизических исследований при оценке насыщения сложнопостроенных коллекторов / Б.В. Белозеров // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Т. 317, № 1. – С. 110-116.
8. Белоновская, Л.Г. Трещиноватость горных пород и разработанные во ВНИГРИ основы поисков трещинных коллекторов нефти и газа / Л.Г. Белоновская // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2006. – Т. 1. – С. 1-11.
9. Борисенко, С.А. Смачиваемость и методы ее определения для сложнопостроенных пород-коллекторов природных резервуаров нефти и газа : дис.

... канд. техн. наук : 25.00.10 / Борисенко Сергей Александрович – Тверь, 2019. – 172 с.

10. Борисов, В.Г. Улучшенный алгоритм применения метода единиц потока для прогнозирования фильтрационно-емкостных свойств коллектора в скважинах, не охарактеризованных керном / В.Г. Борисов // Сетевое научное издание «Нефтяная провинция». – 2018. – Т. 15, № 3. – С. 18-30.

11. Вендельштейн, Б.Ю. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов / Б.Ю. Вендельштейн, Р.А. Резванов. – Москва : Недра, 1978. – 318 с.

12. Галкин, В.И. Исследование процесса нефтеизвлечения в коллекторах различного типа пустотности с использованием многомерного статистического анализа / В.И. Галкин, И.Н. Пономарева, В.А. Репина // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т.15, №19. – С. 145–154.

13. Галкин, В.И. Районирование территории Пермского края по степени перспективности приобретения нефтяных участков недр / В.И. Галкин, С.И. Соловьев // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 16. – С. 14–24.

14. Гималтдинова, А.Ф. Оценка нефтенасыщенности по методике Леверетта / А.Ф. Гималтдинова, Г.А. Калмыков, Г.Г. Топунова // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. – 2011. – № 4. – С. 71-74.

15. Гиматудинов, Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта : учебник / Ш.К. Гиматудинов. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва : «Недра», 1971. – 312 с.

16. Гудок, Н.С. Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород : учебное пособие для вузов / Н.С. Гудок, Н.Н. Богданович, В.Г. Мартынов. – Москва : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 592 с.

17. Девис, Дж.С. Статистический анализ данных в геологии / Дж.С. Девис ; пер. В.А. Голубевой ; под ред. Д.А. Родионова. – Кн. 1. – Москва : Недра, 1990. – 319 с.

18. Девис, Дж.С. Статистический анализ данных в геологии / Дж.С. Девис ; пер. В.А. Голубевой ; под ред. Д.А. Родионова. – Кн. 2. – Москва : Недра, 1990. – 267 с.

19. Денисенко, А.С. Петрофизическое обеспечение лабораторных и скважинных исследований горных пород методом ядерного магнитного резонанса в сильном магнитном поле : дис. ... канд. техн. наук : 25.00.10 / Денисенко Александр Сергеевич – Москва, 2012. – 149 с.

20. Джафаров, И.С. Применение метода ЯМР для характеристики состава и распределения пластовых флюидов / И.С. Джафаров, П.Е. Сынгаевский, С.Ф. Хафизов. – Москва : Химия, 2002. – 439 с.

21. Добрынин, В.М. Петрофизика (Физика горных пород) : учебник для вузов / В.М. Добрынин, Б.Ю. Вендельштейн, Д.А. Кожевников ; под ред. Д.А. Кожевникова. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва : ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 368 с.

22. Жуков, В.С. Анализ некоторых способов оценки трещинной пористости / В.С. Жуков, В.В. Моторыгин // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». – 2017. – Т. 31, № 3. – С. 207-215.

23. Жуковская, Е.А. Использование рентгеновской томографии при исследовании терригенных и карбонатных коллекторов / Е.А. Жуковская, Ю.М. Лопушняк // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2008. – № 1. – С. 25-27.

24. Злобин, А.А. Теория и практика применения ядерного магнитного резонанса в физике нефтяного пласта / А.А. Злобин. – Пермь: Изд-во ПМ, 2015. – 271 с.

25. Киркинская, В.Н. Карбонатные породы – коллекторы нефти и газа / В.Н. Киркинская, Е.М. Смехов. – Ленинград : Недра, 1981. – 255 с.

26. Киселев, В.М. Восстановление кривых капиллярного давления и параметра насыщения по коэффициенту остаточного водонасыщения на примере карбонатных отложений Восточной Сибири / В.М. Киселев, Д.В. Назаров, В.А. Колесов // Вестник Пермского национального исследовательского

политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – № 11. – С. 38–45.

27. Количественная оценка добывных характеристик коллекторов нефти и газа по петрофизическим данным и материалам ГИС / Л.М. Дорогиницкая, Т.Н. Дергачева, А.Р. Анашкин, А.И. Колыванов, С.В. Кушнарев, Л.Д. Худякова, Е.А. Романов, Н.А. Голиков, С.Н. Мелкозерова. – Томск: STT, 2007. – 278 с.

28. Костин, Д.К. Опыт ООО «ТННЦ» по изучению керна с помощью рентгеновского компьютерного томографа / Д.К. Костин, Е.Г. Кузнецов, А.П. Вилесов // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2014. – № 3. – С. 18-21.

29. Кошовкин, И.Н. Отображение неоднородностей терригенных коллекторов при построении геологических моделей нефтяных месторождений / И.Н. Кошовкин, Б.В. Белозеров // Известия Томского политехнического университета. – 2007. – Т. 310, № 2. – С. 26-32.

30. Кузнецов, А.М. Определение начальной водонасыщенности и капиллярной кривой методом центрифугирования / А.М. Кузнецов, А.Б. Баишев, В.В. Кузнецов // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 1. – С. 49-51.

31. Кузнецов, В.Г. Осадочные горные породы и их изучение: учебное пособие для вузов / В.Г. Кузнецов. – Москва : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 511 с.

32. Кулявцев, А.В. Результаты опытно-промышленных работ по использованию ЯМР-релаксометра GeoSpec для измерения общей и эффективной пористости горных пород / А.В. Кулявцев, И.В. Федорцов // Нефтяное хозяйство. – 2017. – №9. – С. 34-36.

33. Лусиа, Ф.Дж. Построение геолого-гидродинамической модели карбонатного коллектора: интегрированный подход / Ф.Дж. Лусиа ; пер. Е.М. Синевой ; под ред. О.А. Ботвиновской, Ю.В. Меркушкиной, С.В. Охотиной, А.А. Тверитнева, В.М. Яценко. – Москва-Ижевск : НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Ижевский институт компьютерных исследований, 2010. – 384 с.

34. МакФи, К. Лабораторные исследования керна: гид по лучшим практикам / К. МакФи, Дж. Рид, И. Зубиретта ; пер. И.Н. Иванова ; под ред. М.А. Тугаровой. – Москва-Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2018. – 912 с.

35. Мелкишев, О.А. Дифференцированная вероятностная оценка начальных суммарных ресурсов нефти визейского терригенного нефтегазоносного комплекса на территории Пермского края : дис. ... канд. техн. наук : 25.00.12 / Мелкишев Олег Александрович. – Пермь, 2016. – 127 с.

36. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Порокуна, Г.Г. Яценко. – Москва-Тверь : ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 260 с.

37. Михайлов, С.П. Повышение информативности капилляриметрических исследований методом полупроницаемой мембраны / С.П. Михайлов, М.В. Мавлетов // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 7. – С. 78-81.

38. Низкопроницаемые продуктивные доломиты преображенского горизонта Верхнечонского месторождения / Н.Н. Богданович, А.В. Казак, И.В. Якимчук, Д.А. Коробков, А.С. Денисенко, С.Ю. Рудаковская, Е.А. Горбатко, А.В. Чашков, А.Н. Петров, Б.А. Дармаев, Д.В. Хипели, Е.В. Терлеева, М.Ю. Иванов, Р.Д. Вокин // Нефть. Газ. Новации. – 2014. – Т. 183, № 4. – С. 41-91.

39. Обоснование изменения водонасыщенности по высоте залежи нефти и газа при геолого-гидродинамическом моделировании / А.С. Некрасов, Д.В. Потехин, А.В. Шилов, А.В. Габнасыров, М.А. Присяжнюк // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 10. – С. 78-81.

40. Опыт исследования керна карбонатных отложений методом рентгеновской томографии / А.А. Ефимов, Я.В. Савицкий, С.В. Галкин, С.А. Шапиро // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т. 15, №18. – С. 23–32.

41. Особенности изучения структуры пустотного пространства доманиковых отложений на основе томографических исследований / И.С. Закиров,

Е.Ф. Захарова, Е.В. Орехов, Д.А. Аленькин, Д.И. Ганиев // Сетевое научное издание «Нефтяная провинция». – 2019. – Т. 18, № 2. – С. 25-42.

42. ОСТ 39-204-86. Нефть. Метод лабораторного определения остаточной водонасыщенности коллекторов нефти и газа по зависимости насыщенности от капиллярного давления. – Москва : Миннефтепром, 1986. – 24 с.

43. Оценка лиофильности пород баженовской свиты методами адсорбции и ядерной магнитной релаксометрии / С.А. Борисенко, Н.Н. Богданович, Е.В. Козлова, М.Ю. Спасенных, Д.Е. Заграновская // Нефтяное хозяйство. – 2017. – №3. – С. 12-16.

44. Переинтерпретация сейсмических материалов 3Д в интервале продуктивных нижнепермских отложений на Ярейюском месторождении : отчет о выполнении работ в 2 кн. / ФГБОУ ВО «Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова» ; рук. Д.Ю. Пушаровский ; исполн.: В.А. Жемчугова [и др.]. – Москва, 2018. – Кн. 1-2.

45. Применение компьютерной микротомографии для изучения строения терригенных коллекторов / Д.В. Корост, Г.А. Калмыков, В.О. Япаскурт, М.К. Иванов // Геология нефти и газа. – 2010. – № 2. – С. 36-42.

46. Применение метода рентгеновской томографии при петрофизических исследованиях керна нефтяных и газовых месторождений / С.В. Галкин, А.А. Ефимов, С.Н. Кривошеков, Я.В. Савицкий, С.С. Черепанов // Геология и геофизика. – 2015. – Т. 56, № 5. – С. 995-1007.

47. 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.

48. Путилов, И.С. Научное обоснование вероятностно-статистических методов прогноза нефтегазоносности структур в условиях высокоизученных территорий : дис. ... докт. техн. наук : 25.00.12 / Путилов Иван Сергеевич. – Пермь, 2016. – 369 с.

49. 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 Всерос. науч.-практ. конф. – Архангельск, 2019. – С. 118-123.

50. Путилов, И.С. Разработка статистических моделей для прогноза фациальной зональности в фамен-турнейских и башкирских залежах нефти (на примере Соликамской депрессии) : дис. ... канд. техн. наук : 25.00.12 / Путилов Иван Сергеевич. – Пермь, 2007. – 134 с.

51. 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.

52. Ратников, И.Б. Интерпретация данных капиллярных исследований / И.Б. Ратников, Р.С. Шульга, Е.А. Романов // Горные науки и технологии. – 2016. – № 4. – С. 24-39.

53. Репина, В.А. Возможность учета плотности породы при моделировании проницаемости в геолого-гидродинамической модели нефтяных месторождений / В.А. Репина // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – Т.16, №2. – С. 104–112.

54. Ромм, Е.С. Фильтрационные свойства трещиноватых горных пород / Е.С. Ромм – Москва : Недра, 1966. – 283 с.

55. Савицкий, Я.В. Современные возможности метода рентгеновской томографии при исследовании керна нефтяных и газовых месторождений / Я.В. Савицкий // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 15. – С. 28–37.

56. Сотников, О.С. Капилляриметрические исследования коллекторов Татарстана как основа для интерпретации результатов геофизических

исследований скважин / О.С. Сотников, К.М. Мусин, Е.А. Казаков // Сборник научных трудов «ТатНИПИнефть». – 2015. – С. 31-38.

57. Способ оценки коэффициента вытеснения нефти на основе стандартных исследований керна / Е.А. Гладких, Г.П. Хижняк, В.И. Галкин, Н.А. Попов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – Т.16, №3. – С. 225–237.

58. Тиаб, Дж. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов / Дж. Тиаб, Эрл. Ч. Доналдсон ; пер. М.Д. Углова ; под ред. В.И. Петерсилье, Г.А. Былевского. – Москва : ООО «Премиум Инжиниринг», 2009. – 868 с.

59. Тульбович, Б.И. Методы изучения пород-коллекторов нефти и газа / Б.И. Тульбович. – Москва : Недра, 1979. – 199 с.

60. Тульбович, Б.И. Петрофизическое обеспечение эффективного извлечения углеводородов / Б.И. Тульбович. – Москва : Недра, 1990. – 186 с.

61. Урасинова, Ю.А. Выделение классов коллекторов на основе метода гидравлических единиц потока на Москудьянском месторождении / Ю.А. Урасинова // Геология в развивающемся мире : сб. науч. тр. (по материалам VIII науч.-практ. конф. студ., асп. и молодых ученых с междунар. участием) : в 2 т. – Пермь, 2018. – Т. 1. – С. 526-529.

62. Фролова, Е.В. Выделение гидравлических единиц потока – ключевое направление для классификации терригенных коллекторов (на примере одного из месторождений севера Западной Сибири) / Е.В. Фролова // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 2. – С. 25-31.

63. Цифровой анализ керна: проблемы и перспективы / С.В. Степанов, Д.П. Патраков, В.В. Васильев, А.Б. Шабаров, А.В. Шаталов // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 2. – С. 18-22.

64. Цифровой керн – текущее состояние и перспективы развития технологии в ПАО «НК «Роснефть» / А.Н. Лазеев, Э.О. Тимашев, И.А. Вахрушева, М.Ф. Серкин, Я.И. Гильманов // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 11. – С. 18-22.

65. Что такое сканирующий электронный микроскоп? [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <https://tescan.ru/primenenie/akademiya-teskan/korotko-o-sem/>.

66. Шумскайте, М.Й. Определение петрофизических параметров песчано-глинистых образцов керна и типизация пластовых флюидов методом ЯМР-релаксометрии : дис. ... канд. техн. наук : 25.00.10. – Новосибирск, 2017. – 136 с.

67. Эффективность применения метода ядерно-магнитного резонанса при лабораторных петрофизических исследованиях керна и шлама / В.А. Вавилин, А.А. Кунакасов, Т.Р. Галиев, Е.В. Сорокина // Нефтяное хозяйство. – 2011. – №8. – С. 21-23.

68. Abdullah, M. A New Approach for Rock Typing Using Dimensional Analysis: A Case Study of Carbonate Reservoir / M. Abdullah, A. Garrouch // The SPE Kuwait Oil and Gas Conference. – Mishref, Kuwait, 2019. – P. 1-22.

69. Al-Bazzaz, W.H. Porosity, Permeability, and MHR Calculations Using SEM and Thin-section Images for Characterizing Complex Mauddud-Burgan Carbonate Reservoir / W.H. Al-Bazzaz, Y.W. Al-Mehanna // The 2007 SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. – Jakarta, Indonesia, 2007. – P. 1-9.

70. A Practical Approach to Obtain 1st Drainage Capillary Pressure Curves from NMR Core and Log Data / Y. Volokitin, W.J. Looyestijn, W.F.J. Slijkerman, J.P. Hofman // The International Symposium of the Society of Core Analysts. – 1999. – P. 1-12.

71. Archie, G.E. Classification of Carbonate Reservoir Rocks and Petrophysical Considerations / G.E. Archie // Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists. – 1952. – Vol. 36, № 2. – P. 278-298.

72. Archie, G.E. Introduction to petrophysics of reservoir rocks / G.E. Archie // Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists. – 1950. – Vol. 34. – P. 943-961.

73. Bagci, A.S. Permeability Estimation Using Hydraulic Flow Units in Carbonate Reservoirs / A.S. Bagci, C.Y. Akbas // The 2007 SPE Rocky Mountain Oil and Gas Technology Symposium. – Denver, Colorado, the USA, 2007. – P. 1-11.

74. Brandimarte, F. How to Obtain Primary Drainage Capillary Pressure Curves Using NMR T2 Distributions in a Heterogeneous Carbonate Reservoir / F. Brandimarte, M. Eriksson, A. Moss // The International Symposium of the Society of Core Analysts. – Vienna, Austria, 2017. – P. 1-9.

75. Bruce, W.A. The Restored-State Method for Determination of Oil in Place and Connate Water / W.A. Bruce, H.J. Welge // Production Practice and Technology. – 1947. – P. 166-174.

76. Choquette, P.W. Geologic Nomenclature and Classification of Porosity in Sedimentary Carbonates / P.W. Choquette, L.C. Pray // The American Association of Petroleum Geologists Bulletin. – 1970. – Vol. 54, № 2. – P. 207-250.

77. Coates, G.R. NMR Logging. Principles and Applications / G.R. Coates, L. Xiao, M.G. Prammer. – Houston : Halliburton Energy Services, 1999. – 253 p.

78. Corbett, P.W.M. Petrotyping: a Basemap and Atlas for Navigating through Permeability and Porosity Data for Reservoir Comparison and Permeability Prediction / P.W.M. Corbett, D.K. Potter // The International Symposium of the Society of Core Analysts. – Abu Dhabi, UAE, 2004. – P. 1-12.

79. Davies, D.K. Identification and Distribution of Hydraulic Flow Units in a Heterogeneous Carbonate Reservoir: North Robertson Unit, West Texas / D.K. Davies, R.K. Vessell // The Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference. – Midland, Texas, the USA, 1996. – P. 321-330.

80. Dunham, R.J. Classification of Carbonate Rocks According to Depositional Texture / R.J. Dunham // Symposium «Classifications of Carbonate Rocks». – Denver, Colorado, the USA, 1961. – P. 108-121.

81. Embry, A.F. A Late Devonian Reef Tract on Northeastern Banks Island / A.F. Embry, J.E. Klovan // Bulletin of Canadian Petroleum Geology. – 1971. – Vol. 19, № 4. – P. 730-781.

82. Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells / J.O. Amaefule, M. Altunbay, D. Tiab, D.G. Kersey, D.K. Keelan // The 68th Annual

Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers. – Houston, Texas, the USA, 1993. – P. 205-220.

83. Fazel Alavi, M. Determination of Reservoir Permeability Based on Irreducible Water Saturation and Porosity from Log Data and Flow Zone Indicator (FZI) from Core Data / M. Fazel Alavi // The International Petroleum Technology Conference. – Doha, Qatar, 2014. – P. 1-18.

84. Geospec⁺ 2/75 Magnetic Resonance rock core analyser : User Manual / Oxford Instruments Magnetic Resonance. – v. 1.1. – Abingdon : Industrial Analysis, 2018. – 51 p.

85. GIT Systems and LithoMetrix User Manual / Green Imaging Technologies. – Revision 1.1. – Fredericton, 2018. – 178 p.

86. Hydrogen Index measurements of highly saline brines under pressures up to 15'000 psi and temperatures up to 300 °F / S.A. Hertel, B.C. Anger, K. Smith, M. Appel // The International Symposium of the Society of Core Analysts. – Snowmass, Colorado, USA, 2016. – P. 1-6.

87. Identifying Reservoir Rock Types Using a Modified FZI Technique in the Brazilian Pre-Salt / N.B. Forest, F. Abbots, V. Baines, A. Boyd // The Offshore Technology Conference Brasil. – Rio de Janeiro, Brazil, 2019. – P. 1-10.

88. Integrated Petrophysical Rock Classification in the McElroy Field, West Texas, USA / M. Saneifar, M. Skalinski, P. Theologou, J. Kenter, C. Cuffey, R. Salazar-Tio // Petrophysics. – 2015. – Vol. 56, № 5. – P. 493-510.

89. INTRODUCTION TO CARBONATE FACIES, DEPOSITIONAL ENVIRONMENTS, AND DEPOSITIONAL SYSTEMS: DUNHAM'S CARBONATE ROCK TEXTURE CLASSIFICATION [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <https://japict.com/Nature/Indroduction-To-Carbonate-Facies-Depositional-Environments-And-Depositional-Systems-Dunham-S-Carbona-198007/>.

90. Kleinberg, R.L. NMR properties of reservoir fluids / R.L. Kleinberg, H.J. Vinegar // The Log Analyst. – 1996. – Vol. 37, № 6. – P. 20-32.

91. Kolodzie, S. Analysis of Pore Throat Size and Use of the Waxman-Smits Equation to Determine OOIP in Spindle Field, Colorado / S. Kolodzie // The 55th Annual

Fall Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers of AIME. – Dallas, Texas, the USA, 1980. – P. 1-10.

92. Leverett, M.C. Capillary Behavior in Porous Solids / M.C. Leverett // Transactions of the AIME. – 1941. – Vol. 142. – P. 152-169.

93. Lucia, F.J. Rock-Fabric/Petrophysical Classification of Carbonate Pore Space for Reservoir Characterization / F.J. Lucia // AAPG Bulletin. – 1995. – Vol. 79, № 9. – P. 1275-1300.

94. Moss, A.K. An Investigation into Different Correlation Methods between NMR T2 Distributions and Primary Drainage Capillary Pressure Curves Using an Extensive Sandstone Database / A.K. Moss, T. Benson, T. Barrow // The International Symposium of the Society of Core Analysts. – Trondheim, Norway, 2018. – P. 1-12.

95. Nelson, R.A. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs / R.A. Nelson. – 2nd ed. – Houston : Gulf Publishing, 2001. – 352 p.

96. Okada, H. The Birth of Sedimentology: Henry Clifton Sorby and Johannes Walther / H. Okada, A. Kenyon-Smith // Geology Today. – 2009. – Vol. 25, № 6. – P. 211-218.

97. Ortenzi, A. 20+ Years of Pore Network Characterization on Carbonate Reservoir Thin Sections: What Did We Learn? / A. Ortenzi, M.C. Dichicco // The Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. – Abu Dhabi, the UAE, 2014. – P. 1-10.

98. Palabiran, M. An Analysis of Rock Typing Methods in Carbonate Rocks For Better Carbonate Reservoir Characterization: A Case Study of Minahaki Carbonate Formation, Banggai Sula Basin, Central Sulawesi / M. Palabiran, M. Nur Ali Akbar, N. Sesilia // The 41th Scientific Annual Meeting of Indonesian Association of Geophysicists. – Lampung, Indonesia, 2016. – P. 1-14.

99. Permadi, P. Permeability Prediction and Characteristics of Pore Structure and Geometry as Inferred From Core Data / P. Permadi, A. Susilo // The 2009 SPE/EAGE Reservoir Characterization and Simulation Conference. – Abu Dhabi, UAE, 2009. – P. 1-12.

100. Pittman, E.D. Relationship of Porosity and Permeability to Various Parameters Derived from Mercury Injection-Capillary Pressure Curves for Sandstone / E.D. Pittman // The American Association of Petroleum Geologists Bulletin. – 1992. – Vol. 76, № 2. – P. 191-198.

101. Pore-Scale Characterization of Carbonates Using X-Ray Microtomography / C.H. Arns, F. Bauget, A. Limaye, A. Sakellariou, T.J. Senden, A.P. Sheppard, R.M. Sok, W.V. Pinczewski, S. Bakke, L.I. Berge, P.T. Oren, M.A. Knackstedt // The 2004 SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Houston, Texas, the USA, 2004. – P. 1-11.

102. Rock Typing as an Effective Tool for Permeability and Water-Saturation Modeling: A Case Study in a Clastic Reservoir in the Oriente Basin / G. Guo, M.A. Diaz, F. Paz, J. Smalley, E.A. Waninger // The 2005 SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Dalls, Texas, the USA, 2005. – P. 1-15.

103. Salman, S.M. Rock Typing: An Integrated Reservoir Characterization Tool to Construct a Robust Geological Model in Abu Dhabi Carbonate Oil Field / S.M. Salman, S. Bellah // The 2009 SPE/EAGE Reservoir Characterization and Simulation Conference. – Abu Dhabi, UAE, 2009. – P. 1-14.

104. Skalinski, M. Carbonate Petrophysical Rock Typing – Integrated Geological Attributes and Petrophysical Properties while Linking with Dynamic Behavior / M. Skalinski, J. Kenter // The SPWLA 54th Annual Logging Symposium. – The Hyatt Regency, New Orleans, Louisiana, the USA, 2013. – P. 1-11.

105. Skalinski, M. Rock type definition and pore type classification of a carbonate platform, Tengiz field, Republic of Kazakhstan / M. Skalinski, J. Kenter, S. Jenkins // The SPWLA 50th Annual Logging Symposium. – The Woodlands, Texas, the USA, 2009. – P. 1-16.

106. Slobod, R.L. Use of Centrifuge for Determining Connate Water, Residual Oil, and Capillary Pressure Curves of Small Core Samples / R.L. Slobod, A. Chambers, W.L. Prehn // Petroleum Transactions, AIME. – 1951. – Vol. 192. – P. 127-134.

107. Updated Rock Type Definition and Pore Type Classification of a Carbonate Buildup, Tengiz Field, Republic of Kazakhstan / M. Skalinski, J. Kenter, S. Jenkins,

T. Tankersley // The SPE Caspian Carbonate Technology Conference. – Atyrau, Kazakhstan, 2010. – P. 1-16.

108. Vinegar, H.J. X-Ray CT and NMR Imaging of Rocks / H.J. Vinegar // Journal of Petroleum Technology. – 1986. – Vol. 38. – P. 257-259.

109. Wibowo, A.S. A Type Curve for Carbonate Rock Typing / A.S. Wibowo, P. Permadi // The International Petroleum Technology Conference. – Beijing, China, 2013. – P. 1-12.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель генерального
директора – директор филиала
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«ПермНИПИнефть» в г. Перми, к.т.н.



С.С. Черепанов

АКТ О ВНЕДРЕНИИ

методического подхода к выделению петрофизических типов сложнопостроенных карбонатных пород по данным лабораторного изучения керна

Настоящий акт подтверждает внедрение научной разработки, выполненной Разницыным Александром Вячеславовичем, инженером 1-ой категории Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми.

Петрофизическая типизация пород продуктивных отложений месторождений углеводородов является одним из основных этапов построения петрофизической модели залежи. Для карбонатных коллекторов, характеризующихся неоднородным сложным строением пустотного пространства, задача выделения петротипов является весьма актуальной. Наиболее известные и широко применяемые методы петрофизической типизации основаны на простых теоретических моделях строения пустотного пространства пород, что не позволяет в полной мере описывать сложнопостроенные карбонатные отложения. Более того, выделенные на основе данных методов петротипы не согласуются с результатами микроописания шлифов.

В связи с этим научное исследование, выполненное Разницыным Александром Вячеславовичем, направлено на решение важной с точки зрения науки и производства задачи – разработке нового методического подхода к выделению петрофизических типов сложнопостроенных карбонатных пород, основанного на комплексировании результатов стандартных и специальных исследований керна и данных, полученных при литологическом описании шлифов.

Практическое применение предложенного подхода в разрезе ассельско-сакмарских отложений одной из скважин Ярейюского месторождения позволило выделить и детально описать петрофизические типы, построить схематические модели пустотного пространства, а также индивидуальные петрофизические зависимости.

Рекомендуется дальнейшее применение методического подхода к выделению петрофизических типов сложнопостроенных карбонатных пород.

Начальник Центра исследования
керн и пластовых флюидов, к.т.н.

А.В. Бондаренко