

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего
образования «Северный (Арктический) федеральный университет имени
М. В. Ломоносова»

На правах рукописи

ЮРЬЕВ АЛЕКСАНДР ВЯЧЕСЛАВОВИЧ

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ
ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ
С ПРИМЕНЕНИЕМ ПОЛНОРАЗМЕРНОГО КЕРНА (на примере ряда
месторождений севера Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции)**

Специальность 25.00.12 – Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых
месторождений

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель-
доктор геолого-минералогических наук,
профессор Губайдуллин Марсель Галиуллович

Пермь, 2019

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1. ОБЗОР СОСТОЯНИЯ ИЗУЧЕННОСТИ ПРОБЛЕМЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ В ЛАБОРАТОРНЫХ УСЛОВИЯХ.....	10
1.1. Анализ зарубежного и отечественного опыта исследований сложнопостроенных коллекторов на керне	10
1.2. Анализ факторов, влияющих на значения относительных фазовых проницаемостей и коэффициента вытеснения нефти водой.....	14
1.3. Определение фильтрационных показателей в лабораторных условиях на керне	24
1.4. Современный этап развития исследований сложнопостроенных коллекторов на керне	26
ВЫВОДЫ К ГЛАВЕ 1	28
2. РАЗРАБОТКА МЕТОДИЧЕСКИХ РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ПОДГОТОВКЕ ОБРАЗЦОВ ПОЛНОРАЗМЕРНОГО КЕРНА К ФИЗИКО- ГИДРОДИНАМИЧЕСКИМ ИССЛЕДОВАНИЯМ	30
2.1. Анализ существующего метода по насыщению образцов керна и разработка методических рекомендаций по насыщению образцов полноразмерного керна	30
2.2. Обоснование оптимальных режимов для насыщения образцов полноразмерного керна	37
2.3. Методы моделирования остаточной водонасыщенности и разработка рекомендаций по моделированию остаточной водонасыщенности на образцах полноразмерного керна	44
2.4. Обоснование оптимального метода моделирования остаточной водонасыщенности на образцах полноразмерного керна.....	51
ВЫВОДЫ К ГЛАВЕ 2	52
3. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЛИТОЛОГИЧЕСКИХ И ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ НА КЕРНОВОМ МАТЕРИАЛЕ СЕВЕРА ТПНГП	54

3.1. Методика проведения экспериментальных исследований и обработки результатов при изучении пород в шлифах и определения основных фильтрационно-емкостных свойств	54
3.2. Литолого-петрографическая характеристика пород и результаты определения основных фильтрационно-емкостных свойств	62
ВЫВОДЫ К ГЛАВЕ 3	75
4. РАЗРАБОТКА МЕТОДИЧЕСКИХ РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ВЫБОРУ ПРЕДСТАВИТЕЛЬНОЙ КОЛЛЕКЦИИ ОБРАЗЦОВ ДЛЯ ФИЗИКО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ	76
4.1. Сопоставление результатов определение основных фильтрационно-емкостных свойств	76
4.2. Обоснование выбора представительной коллекции образцов для физико-гидродинамических исследований для объекта D ₃ fm Тэдинского месторождения.....	81
ВЫВОДЫ К ГЛАВЕ 4	83
5. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ФИЗИКО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДЛЯ ОБЪЕКТА D ₃ fm ТЭДИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	84
5.1. Экспериментальные исследования по определению коэффициента вытеснения нефти водой и относительных фазовых проницаемостей	84
5.2. Анализ полученных результатов и обоснование применение образцов полноразмерного керна при определении граничных значений пористости.....	99
ВЫВОДЫ К ГЛАВЕ 5	102
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	104
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	105
ПРИЛОЖЕНИЕ А	121
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	122

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

В настоящее время в Российской Федерации идет постоянный процесс изменения в худшую сторону сырьевой базы нефтегазодобывающей промышленности, по причине существенной выработки высокопродуктивных месторождений, находящихся в многолетней эксплуатации [49]. Увеличивается доля объектов разработки коллекторов со сложным строением. Например, нефтенасыщенные коллекторы ряда месторождений севера Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПНГП).

Сложность разработки месторождений в ТПНГП заключается в том, что нефтенасыщенные коллекторы характеризуются высокой трещиноватостью и кавернозностью. Информация, полученная на основе геофизических исследований скважин (ГИС) в данном районе, часто отличается от результатов, полученных при исследовании керна, потому что данные идентифицируются с результатами исследований на образцах керна стандартного размера, которые применимы только для «простых» гранулярных коллекторов [29]. Как показывает практика при изучении сложнопостроенных пород-коллекторов ТПНГП, образцы стандартного размера уже не являются представительной моделью и только частично воспроизводят структуру порового пространства, так отдельные элементы могут быть соизмеримы с размерами стандартных образцов [90].

Для подсчета запасов, в проектах и технологических схемах разработки месторождений необходимо получить информацию о фильтрационно-емкостных свойствах (ФЕС) вмещающих пород. Их достоверность в значительной степени зависит от обеспеченности петрофизической информацией [76]. Существует только один прямой способ получения такой информации - лабораторные исследования керна [73]. Имеющиеся методы исследований керна регламентируются отраслевыми и государственными стандартами, в которых в настоящее время рассматриваются только образцы стандартного размера выбуренных из колонки керна с сохраненным диаметром бурения параллельно или

перпендикулярно напластованию. Но образцы стандартного размера не отражают сложную структуру порового пространства при изучении сложнопостроенных коллекторов севера ТПНГП, что приводит к занижению фильтрационных свойств [89].

Для повышения достоверности в оценке ФЕС исследования целесообразно выполнять с применением образцов полноразмерного керна, что определяет необходимость развивать методы их изучения.

Целью работы является совершенствование методов определения фильтрационно-емкостных свойств пород, с применением полноразмерного керна для сложнопостроенных коллекторов месторождений нефти севера ТПНГП.

Основные задачи исследований

1. Выполнить аналитический обзор опубликованных работ о результатах лабораторного изучения керна материала из сложнопостроенных коллекторов, а также исследований с применением полноразмерного керна.

2. Разработать методические рекомендации по подготовке образцов полноразмерного керна к физико-гидродинамическим исследованиям.

3. Разработать методические рекомендации по выбору представительной коллекции образцов для определения физико-гидродинамических показателей из сложнопостроенных коллекторов месторождений нефти, учитывающие все диапазоны фильтрационно-емкостных свойств, которыми представлен изучаемый разрез (на примере Тэдинского месторождения нефти севера ТПНГП).

4. Обосновать применение образцов полноразмерного керна при определении граничных значений пористости для карбонатных отложений объекта D₃fm Тэдинского месторождения при выполнении подсчета запасов.

Научная новизна

1. Впервые предложена и описана количественная мера учета масштабного эффекта путем сопоставления графиков накопленной корреляции по соотношению коэффициентов проницаемости и пористости для полноразмерных и стандартных образцов керна.

2. Предложен подход для типизации пород по структуре порового пространства и определения граничных значений пористости с использованием графиков накопленной корреляции коэффициентов проницаемости и открытой пористости, коэффициентов динамической пористости и открытой пористости для полноразмерных и стандартных образцов керна.

3. На основе количественной меры оценки масштабного эффекта показано его изменение в зависимости от типа структуры порового пространства на всем диапазоне измеренных ФЭС для карбонатных отложений объекта D₃fm Тэдинского месторождения.

Теоретическая и практическая значимость

Теоретическая значимость работы заключается в научном обосновании необходимости применения полноразмерного керна с учетом количественной меры масштабного эффекта дифференцированного в диапазоне измерения ФЭС при подсчете запасов и проектировании разработки нефтяных месторождений, приуроченных к сложнопостроенным нефтенасыщенным коллекторам севера ТПНГП.

Практическая значимость работы заключается в следующем:

1. Разработанные методические рекомендации по подготовке образцов керна к фильтрационным исследованиям позволяют повысить качество и достоверность результатов экспериментов по определению относительных фазовых проницаемостей и коэффициента вытеснения нефти водой при изучении сложнопостроенных нефтенасыщенных коллекторов на образцах полноразмерного керна.

2. Методические рекомендации по выбору представительной коллекции образцов для определения основных физико-гидродинамических показателей, определяемых в лабораторных условиях из сложнопостроенных коллекторов, обеспечивают повышение достоверности информации, привлекаемой для геологического обеспечения разработки месторождений нефти.

3. Методы исследования сложнопостроенных нефтенасыщенных коллекторов с применением полноразмерного керна внедрены, и используются в

Инновационно-технологическом центре арктических нефтегазовых лабораторных исследований Северного (Арктического) федерального университета имени М.В. Ломоносова при выполнении научно-исследовательских работ с нефтяными компаниями, что подтверждается актом внедрения, а также в учебных курсах для студентов нефтегазового направления.

Методология и методы исследований

Поставленные задачи решались с применением лабораторных методов изучения фильтрационно-емкостных свойств, а также методами математической статистики при обработке данных лабораторных исследований.

Положения, выносимые на защиту:

1. Методические рекомендации по подготовке образцов полноразмерного керна к физико-гидродинамическим исследованиям, позволяющие повысить достоверность параметров используемых при подсчете запасов включающие в себя: режимы отдельного и совместного вакуумирования при определении пористости методом жидкостенасыщения; метод капиллярной вытяжки при моделировании остаточной водонасыщенности и определении начальной нефтенасыщенности.

2. Количественная мера масштабного эффекта для полноразмерных и стандартных образцов керна через сопоставление графиков накопленной корреляции по соотношению коэффициентов проницаемости и пористости во всем диапазоне измеренных ФЭС для карбонатных отложений объекта D₃fm Тэдинского месторождения.

3. Обоснование применения образцов полноразмерного керна при определении граничного значения открытой пористости в карбонатных отложениях объекта D₃fm Тэдинского месторождения нефти.

Степень достоверности и апробация результатов

Достоверность и обоснованность научных выводов основаны на анализе существующего состояния проблемы исследования сложнопостроенных коллекторов, применении современных методов и средств экспериментальных исследований, корректном использовании статистических методов для оценки

погрешностей в определениях, подтверждении теоретических положений данными экспериментальных исследований на полноразмерном керне и образцах стандартного размера. Исследования выполнены в аккредитованной лаборатории, отвечающей требованиям системы качества и точности результатов.

Научные, методические и практические результаты, полученные в диссертации, доложены на следующие конференции: I Всероссийская молодежная научно-техническая конференция нефтегазовой отрасли «Молодая нефть» (Красноярск, 2014); VII Всероссийская конференция «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (Пермь, 2014); «Комплексные научные исследования и сотрудничество в Арктике: взаимодействие вузов с промышленностью и научно-исследовательскими организациями» (Архангельск, 2015); «Глубокие горизонты науки и недр» (Тюмень, 2015); Международная научно-практическая конференция «Перспективы и проблемы освоения месторождений нефти и газа в прибрежно-шельфовой зоне Арктики России» (Архангельск, 2015); «Актуальные направления фундаментальных и прикладных исследований» (North Charleston, USA, 2015); Международная научно-практическая конференция: «Развитие Северо-Арктического региона: проблемы и решения» (Архангельск, 2016); XVII Международная молодежная научная конференция «СЕВЕРГЕОЭКОТЕХ-2016» (Ухта, 2016); XX Международный научный симпозиум им. академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр» (Томск, 2016); «Геонауки — ключ к рациональному освоению недр» (Тюмень, 2017).

Личный вклад автора заключается в постановке цели и задач исследования, проведении теоретических и экспериментальных исследований, анализе полученных результатов, обосновании выводов, апробации и подготовке публикаций по результатам выполненной работы. Соискателем на 25 скважинах севера ТПНПП выполнены определения основных ФЕС (более 2500 определений), теоретически обоснована и на представительном объеме экспериментальных данных (более 200 экспериментов) доказана необходимость использования полноразмерного керна при изучении сложнопостроенных нефтенасыщенных

коллекторов.

Публикации

Основные результаты диссертационной работы опубликованы в 10 научных трудах, в том числе 6 статей в ведущих рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК Министерства науки и высшего образования Российской Федерации, 1 публикация в издании, входящем в международную реферативную базу цитирования Scopus.

Объем и структура работы

Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, библиографического списка, включающего 130 наименований, заключения и 2 приложений. Материал диссертации изложен на 122 страницах машинописного текста, содержит 28 рисунков и 20 таблиц.

Автор выражает глубокую благодарность своему научному руководителю заслуженному геологу РФ, д.г.-м.н., профессору М.Г. Губайдуллину за постоянное внимание и поддержку при выполнении данной работы. Признательность за консультации и поддержку в работе над диссертацией автор выражает д.т.н. И.С. Путилову.

1. ОБЗОР СОСТОЯНИЯ ИЗУЧЕННОСТИ ПРОБЛЕМЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ В ЛАБОРАТОРНЫХ УСЛОВИЯХ

1.1. Анализ зарубежного и отечественного опыта исследований сложнопостроенных коллекторов на керне

В нефтяной геологии, и в частности петрофизике, проблемой исследования сложнопостроенных коллекторов начали заниматься сравнительно недавно. С точки зрения, петрофизических исследований, существующие методы изучения таких коллекторов, в лабораторных условиях требуют корректировки, так как многие методические рекомендации и нормативные документы разработаны только для исследований на образцах керна стандартного размера, которые в силу своих малых геометрических размеров только частично воспроизводят структуру порового пространства сложнопостроенных пород-коллекторов [90].

По рассматриваемой теме к моменту проведения исследований были изучены и проанализированы работы, которые затрагивают проблему изучения сложнопостроенных коллекторов и исследования на полноразмерном керне, а также влияние различных факторов на значения основных физико-гидродинамических показателей.

Самые ранние работы о лабораторных исследованиях полноразмерного керна датируются началом 50-х годов XX века [103]. Исследователи из США Atkinson B., Johnston D., Kelton F. C., Charles B., Spurlock J.W., Vynum R.S., Koepf E.N. разработали процедуру анализа полноразмерного керна для определения пористости и проницаемости проэкстрагированных образцов, насыщенных газом, нефтью и водой. Данная процедура включала насыщение образцов полноразмерного керна и воссоздания условий насыщенности пласта в пластовых условиях. Результаты, полученные на больших, относительно гомогенных, образцах показали «великолепную» сходимость по пористости и проницаемости в

сравнении с образцами стандартного размера, но для образцов с высокой анизотропией фильтрационно-емкостных свойств результаты имели значительные отклонения. Перед проведением исследований образцы очищались от углеводородов. Экстракция занимала период времени от 2-х до 3-х недель. Технология исследования полноразмерного керна позволила определять проницаемость образцов по газу в нескольких направлениях. Для определения проницаемости на полноразмерном керне начали применять кернодержатель Хасслера, который позволил определять проницаемость, как в вертикальном, так и в горизонтальном направлениях. Образцы помещались в кернодержатель Хасслера, в котором создавался обжим образцов, что позволяло устранить проскальзывание воздуха между образцом и внутренней частью манжеты. Определение пористости осуществлялось на газовом порозиметре по закону Бойля. В ходе анализа авторами был сделан вывод о том, что в сложнопостроенных коллекторах, где большой объем углеводородов содержится в крупных порах, кавернах, трещинах исследования следует проводить на полноразмерном керне. Это позволит получить результаты, которые будут наиболее приближены к средним значениям пористости, проницаемости по пластам-коллекторам [105, 107, 109, 119].

В дальнейшем исследования по данной тематике продолжали развиваться и модернизироваться. Накопленный опыт нашел распространение и практическую значимость в работах других зарубежных ученых, таких как Batycky J.P., Maini B.B., Fisher D.B., Carrillo E. R., Arango J. F., Lander L., Dix M., Kharrazi J., Rendon L., Matute L., Honarpour M. M., Djabbarah N.F., Sampath K. И других.

Исследователи Herrera R.G., Fernando S.V., Jodry R. L., Cinilingarian G.V., Mazzuiloand S.J., Rieke H.H., Samaniego F., Skopes R. A. В ходе своих работ на месторождении Абкатун, находящемся в Мексиканском заливе, также использовали полноразмерный керн. Были проведены эксперименты по определению абсолютной газопроницаемости в одном вертикальном и двух горизонтальных направлениях с учётом эффекта Клинкенберга. Кроме того, на полноразмерном керне были проведены исследования по определению

относительных фазовых проницаемостей при создании термобарических условий. На основе проведенных исследований авторами были сделаны следующие выводы:

- для высокоанизотропных коллекторов, в которых 35 % породы составляли каверны и трещины, различие между вертикальной и горизонтальными проницаемостями, определенными на полноразмерном керне было значительным;
- для высокопроницаемых доломитовых коллекторов с кавернами и трещинами для получения объективных результатов петрофизические исследования нужно проводить на полноразмерном керне [112, 117, 124, 127].

В ходе анализа современной зарубежной научной литературы наибольший интерес представляют работы ученых Калифорнийского университета совместно с представителями компании Exxon Mobil. В этих работах было подчеркнуто, что исследования полноразмерного керна являются критически важными для определения пористости и проницаемости в гетерогенных, трещиноватых и анизотропных горных породах. Измерения на полноразмерном керне являются неотъемлемой частью исследований анизотропных пород в силу того, что малый масштаб стандартного образца не может дать достоверные результаты. Для характеристики многофазного потока в гетерогенных породах, анализ полноразмерного керна также необходим, при этом нужно учитывать термобарические условия залегания горных пород. Большой проблемой при подготовке образцов к специальным исследованиям полноразмерного керна является создание остаточной водонасыщенности и капиллярного давления для вытеснения воды из образцов. Исследователями был проведен анализ сопоставления результатов, полученных на образцах стандартного размера и полноразмерном керне. Для проведения потоковых исследований было модернизировано фильтрационное оборудование. При осуществлении экспериментов, контроль над распределением потоков флюидов, осуществлялся при помощи 2D-томографа [115, 116, 125].

В настоящее время для исследований сложнопостроенных коллекторов полноразмерный керн довольно широко используется специалистами компании Schlumberger. Объем информации, получаемой в результате анализа керна, зависит

от его размера и количества. Исследования данной компании направлены на получения информации с различных типов керн, извлеченных с забоя или боковых стволов скважин. При этом используются технологии ядерно-магнитного резонанса и компьютерной томографии, диаметр изучаемого керн составляет от 1,75 до 5,25 дюйма [121].

В России проблемами изучения сложнопостроенных коллекторов стали заниматься сравнительно недавно. С середины 70-х годов ученые В.И. Петерсилье, Э.Г. Рабиц и Ю.Я. Белов начали использовать полноразмерный керн при определениях ФЕС в атмосферных условиях [71]. При изучении сложнопостроенных коллекторов ТПНГП с середины 80-х годов прошлого столетия для этих целей использовали совместные данные геофизических и петрографических исследований [22, 23, 97, 98, 99, 100].

В дальнейшем в середине 90-х годов XX века компания «Полярное Сияние» совместно с ConocoPhillips предоставила оборудование в комплексную лабораторию научно-технического центра ГП «Архангельскгеология» (г. Архангельск). Данное оборудование позволило изготавливать образцы полноразмерного керн и определять коэффициент открытой пористости и коэффициент абсолютной газопроницаемости в атмосферных условиях. Были разработаны и утверждены методики предприятия по исследованиям на полноразмерном керне [24, 77, 78].

С 2006 года в ОАО «Архангельскгеолдобыча» (бывшее ГП «Архангельскгеология») в Производственном химико - аналитическом центре было введено в эксплуатацию оборудование для определения основных физико-гидродинамических показателей (коэффициент вытеснения нефти водой (Квт), относительные фазовые проницаемости (ОФП)), а также определения акустических и электрических свойств горных на образцах полноразмерного керн в пластовых условиях. Исследовательская работа в данном направлении позднее продолжилась теми же сотрудниками и с участием автора в лаборатории комплексного изучения керн ООО «ПечорНИПИнефть» (г. Архангельск), а в дальнейшем в ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПечорНИПИнефть» и

«ПермНИПИнефть», что позволило проводить исследования с применением полноразмерного керна сложнопостроенных коллекторов ТПНГП. Началось изучение факторов, которые следует учитывать при создании термобарических условий в определении фильтрационных показателей на полноразмерном керне в сложнопостроенных коллекторах. В последующих работах изложены особенности профильных методов изучения керна, результаты интерпретации, даны рекомендации по привязке керна к геофизической информации исследования скважин, методам отбора образцов полноразмерного керна, их консервации. Показана информативность результатов профильных исследований керна [21, 31, 84, 88, 89].

Так же исследованиями сложнопостроенных коллекторов занимались такие ученые как Топорков В. Г., Рудаковская С. Ю., Оленова К.Ю. применяя методы ядерно-магнитного резонанса (ЯМР) и литолого-петрографические методы для оценки ФЕС [62, 63, 72, 79].

1.2. Анализ факторов, влияющих на значения относительных фазовых проницаемостей и коэффициента вытеснения нефти водой

Влияние поверхностных явлений

Фильтрация флюидов в пористой среде сложный процесс, на который оказывают влияние не только границы раздела фаз, но и поверхностные явления, происходящие на границах флюид-порода.

Скорость движения флюидов может снижаться за счет адсорбции поверхностно-активных составляющих нефти, вызванных химической фиксацией данных слоев [20].

В этих случаях может наблюдаться непрерывное снижение скорости фильтрации во времени до абсолютной коагуляции порового пространства вследствие возрастания толщины коллоидных пленок [87].

С повышением пластовой температуры и давления эффект затухания

фильтрации пропадает. Повышение депрессии до некоторого предела может привести к разрушению адсорбционно-сольватных слоев, т.е. к размыву. Вследствие образования в пласте асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) дебиты скважин в ряде случаев уменьшаются [20].

Капиллярные силы существенно влияют на вытеснение нефти водой, причем влияние в разных пористых средах неодинаково. Если капиллярные силы полностью определяют двухфазный поток в пласте, то формируются следующие закономерности:

- мелкие поры как правило занимает смачивающийся флюид, крупные не смачивающийся;
- флюиды в пористой среде разделены жесткими межфазными поверхностями раздела, которые при стационарной фильтрации являются упругими перегородками;
- флюиды движутся по независимым трехмерным поровым каналам, гидродинамически не зависящим друг от друга [80].

Влияние капиллярных сил на границе водонефтяного контакта, в гидрофильной пористой среде, больше по сравнению с более мелкими порами в силу микронеоднородности. В связи с этим по порам крупного размера водонасыщенные участки частично вытесняется нефть, а по более мелким порам происходит движение воды – граница раздела фаз обретает неровный, изрезанный вид [80].

Породы-коллектора обладают неоднородностью фильтрационно-емкостных свойств на микроуровне. Вследствие, чего пропластки занятые нефтью, локализируются вне фронта зон прорыва языков воды. В дальнейшем, в эти пропластки проникает вода, под действием капиллярных сил, и в данных зонах образуются эмульсии. Коэффициент нефтеотдачи, как правило, из таких пропластков низкий [26, 80].

На коэффициент вытеснения нефти водой значительное влияние оказывают: структура порового пространства, капиллярные силы и скорость фильтрации. Однако в зависимости от степени гидрофибизации пород влияние неоднозначно.

Например, в гидрофобном коллекторе, повышение коэффициента вытеснения нефти водой происходит за счет увеличения скорости фильтрации, несмотря на то, что капиллярные силы снижают фильтрационные характеристики вытеснения. Полнота вытеснения нефти будет зависеть от скорости фильтрации, в случае высокой проницаемости пород и малых капиллярных силах. Но описанная ситуация при вытеснении будет характерна только для нефтей с незначительной вязкостью [80].

Для анизотропных пород-коллекторов отмечается иная картина. Под воздействием капиллярных сил вода, при больших скоростях вытеснения, на участках с низкими ФЕС не будет успевать вытеснять нефть, за фронтом вытеснения окажутся насыщенные углеводородами участки, не задействованные в фильтрации. Т.е. в анизотропном гидрофильном коллекторе снижение нефтеотдачи обусловлено увеличением скорости фильтрации флюидов. Из вышеперечисленного можно сделать вывод о том, что поверхностные явления в определенных условиях и конфигурациях оказывают влияние на нефтеотдачу [26].

Влияние смачиваемости поверхности твердой фазы

По ранним представлениям о гидрофильности пород предполагалось, что поверхность твердой фазы отлично или же всецело смачиваются водой, т.е. пленка воды равномерно покрывает все поверхности пород. В реальных же пластовых условиях нефтегазовые коллекторы в различной степени гидрофобизированы. Это означает, что часть поверхности пор водой не смачивается; в границах данных «островков» отсутствует пленка воды, а углеводороды напрямую соприкасаются с твердой поверхностью породы [92].

По мнению авторов, (И.П. Белозеров и др., 2015): «Гидрофобными являются по большей части угли и смолободобные твердые битумы. Как правило, глины (глинистый цемент, слагаемых пород), кроме глинистых нефтяных месторождений, например, ТПНГП, как правило гидрофильны. Терригенные породы характеризуются селективной смачиваемостью твердой фазы.

Гидрофобизация коллекторов в основном обусловлена наличием поверхностно-активных веществ в нефтях, нафтеновых кислот, АСПО и др.» [92]. В известняках гидрофобизация пород происходит вследствие постседиментационных процессов, образования вторичной пористости, кавернозности, трещиноватости. В терригенных коллекторах условия гидрофобизации менее благоприятны, чем для карбонатов. Для газовых коллекторов характерна частичная-селективная гидрофобизация, обусловленная, по-видимому, вследствие высушивания пород, причем вероятность гидрофобизация больше с уменьшением глинистости и увеличением ФЕС [3].

Гидрофобизация пласта-коллектора оказывает существенное влияние на гидродинамическую картину залежи, в результате чего учет степени гидрофобизации и ее количественная оценка имеет большое значение.

Исследованиями проблемы влияния смачиваемости на значения основных фильтрационных параметров (Квт и ОФП) в нашей стране занималось большое количество ученых и исследователей [3,7, 9, 14, 16, 19, 36, 37, 46, 48, 72, 79, 82, 84 и др.].

Среди них следует выделить работы Хайрединова Н. Ш., Котенева М.Ю. и Блинова С.А., которые занимались изучением влияния смачиваемости на остаточную нефтенасыщенность карбонатных пород, содержащие как низковязкие, так и высоковязкие нефти. Последние, как правило, характеризуются повышенным количеством асфальто-парафиновых отложений, существенно гидрофобизирующих поверхность пород за счет образования устойчивых пленок и других компонентов [83]. Для исследований в лабораторных условиях использовались различные виды экстракции и метод термокапиллярной пропитки [48]. Результатами исследований выяснилось, что преимущественно гидрофобная поверхность этих пород и состав нефтей оказывают значительное влияние на относительные фазовые проницаемости и коэффициент вытеснения нефти водой, а также на количество остаточной нефти [82].

Анализ выполненных экспериментов позволил сделать вывод о том, что регламентированная подготовка образцов к исследованиям приводит к изменению

естественных свойств пород. Изменение свойств происходит вследствие частичного экстрагирования высокоуглеродистых компонентов, что в последствии приводит к искажению подсчетных параметров пород-коллекторов, так как изменилась степень взаимодействия нефти с поверхностью породы [7]. Высокоуглеродистые компоненты по большей части определяют природу пористой среды, которая контактирует с углеводородами, а также взаимосвязь породы и реагентов, используемых для увеличения нефтеотдачи пластов. В итоге, был предложен способ прободготовки образцов к специальным исследованиям, который не изменяет, либо оказывает минимальное влияние на естественные свойства пород [7].

Исследования в данном направлении продолжили ряд других авторов. Так, например, в работе (Г.П. Хижняк и др., 2013) делается вывод о том, что изменение коэффициента вытеснения нефти связано с эффективностью использования различных способов увеличения нефтеотдачи, и отмечается влияние смачиваемости на остаточную нефтенасыщенность [84]. Для определения коэффициента вытеснения нефти водой, авторами были проведены лабораторные исследования на полноразмерном керне. Были установлены факторы влияющими на достоверность значение коэффициента вытеснения нефти водой, такие как:

- постановка эксперимента (моделирование термобарических условий, моделирование скорости фильтрации, соизмеримо со скоростью жидкости в пласте);
- использование пластовых флюидов;
- использование составных моделей, в т. ч. и полноразмерных образцов;
- проведение экспериментов в термобарических условиях естественного залегания пород [84].

В результате лабораторных экспериментов на керновом материале был сделан вывод о том, на поверхностные свойства образцов керна влияние оказывает экстракция и это необходимо учитывать при проведении фильтрационных исследованиях. При проведении экспериментов использовались направления учета поверхностных свойств:

- способ сохранения смачиваемости (проведение экспериментов на не экстрагированном керне, так называемая «мягкая экстракция керна»);

- способ воссоздания свойств естественного залегания пород «старение образцов керна» [84].

С точки зрения авторов, исследования на не экстрагированном керне являются самым приемлемым методом исследований, что подтверждается сравнительными лабораторными экспериментами, проведенными на составных моделях до и после экстракции керновых образцов [84]. Проведенные исследования выявили, что на не экстрагированном керне значения остаточной нефтенасыщенности при определении коэффициента вытеснения нефти водой показывают более высокие значения, чем на экстрагированном. Обусловлено это тем, что поднятый керн на поверхность и долгое время хранящийся, теряет большую долю легких углеводородов, а также вследствие окисления нефти. В свою очередь в пустотном пространстве из-за испарения пластовой минерализованной воды происходит выпадение кристаллов солей. Данные факторы приводят к значительному повышению вязкости нефти, из-за этого мелкие поровые каналы закупориваются и образуются капиллярно-защемленной нефти, что приводит к снижению динамической пористости [84].

На основе экспериментальных исследований был сделан вывод о том, что изучение пород-коллекторов на неэкстрагированном керне не является залогом повышения достоверности значений коэффициента вытеснения нефти водой. При моделировании поверхностных свойств пород на керновом материале возможно использовать методы экстракции не оказывающие влияния на смачиваемость твердой фазы, например, метод восстановления смачиваемости керна или «мягкую экстракцию» [84].

В книге Н.Н. Михайлова, посвященной исследованию типов смачиваемости в зависимости от взаимодействия фаз, отмечается, что: «Смачиваемость в системе порода - нефть - вода может быть различной, в зависимости от характера комплексного взаимодействия трех фаз: от высоко гидрофильной, до высоко гидрофобной. О нейтральной или промежуточной смачиваемости можно говорить

если порода не оказывает сильной преференции как по нефти, так и по воде. В дополнение к равномерной и нейтральной смачиваемости существует третий тип: фракционная (частичная) смачиваемость, когда на макроуровне отдельные части породы имеют различную смачиваемость» [60].

Осознание авторами, что изменение смачиваемости твердой фазы возможно под воздействием адсорбируемых компонентов нефти, привела к идее, что могут быть и другие виды смачиваемости (промежуточные формы). Сложная, многокомпонентная структура внутренней поверхности пород-коллекторов состоит из различных минералов, с различными поверхностными и другими свойствами, которые могут приводить к многим разновидностям смачиваемости.

Адсорбирующиеся в определенных участках породы компоненты нефти приводят к тому что, часть породы становится гидрофобной, а часть гидрофильной. Для особого типа гетерогенной смачиваемости, при которой гидрофобные поверхности образуются через каналы по большим порами, R.A. Salatiel ввел понятие селективной смачиваемости [126].

Взаимосвязь структуры порового пространства со структурой смачиваемости рассматривается в статьях у ряда других авторов. В них анализируются причины дифференцирования смачиваемости на виды в зависимости от строения пласта, а именно размерами и положением пор, введен новый тип смачиваемости для пород-коллекторов - микроструктурная смачиваемость.

В вышеупомянутых типах смачиваемости не наблюдалось прямого влияния, обусловленного спецификой микроструктуры породы. Тем не менее, отношение смачиваемости к структуре порового пространства прослеживается довольно четко.

Особенности формирования залежей и литологические особенности пористых сред приводят к пониманию существования гетерогенной смачиваемости, связи смачиваемых и несмачиваемых составляющих пористой среды с пустотами конкретного объема [43]. В 90-е годы прошлого столетия была высказана вероятность существования связи между размерами пор и их смачиваемостью [43]. В некоторое время она существовала только как гипотеза. В 1997 г. Robin M. с

соавторами провели эксперименты по изучению смачиваемости образцов на сканирующем электронном микроскопе [123]. В итоге было установлено, что в карбонатных породах со смешанной смачиваемостью нефть возникала вначале в самых больших порах. Из данных экспериментов следует, что в гидрофобность в естественных условиях, определённая на различном керне взаимосвязана, как с крупными, так и с более мелкими порами [43].

Эксперименты показали, что в независимости от отдельных пор и капилляров - тип смачиваемости может быть, как гидрофильный, так и гидрофобный. Применять усреднение по смачиваемости к конкретному пласту не корректно. На основе исследований, было установлено, что смачиваемость оказывает значительное влияние на фазовые проницаемости, водонасыщенность и нефтенасыщенность, а также на капиллярное давление, что в итоге определяет нефтеотдачу пласта [43, 74].

В статье М.М. Ивановой и др. (1996) на примере Талинского месторождения рассмотрены реальные характеристики продуктивных пластов, даны относительные фазовые проницаемости для микроструктурно смачиваемого коллектора, а также причины их различия на отдельных пластах [47]. Как указывает автор статьи: «Кривые фазовых проницаемостей получают в лабораторных условиях на экстрагированных кернах. Керновые образцы являются равномерно гидрофильными. Влияние микроструктурной смачиваемости на ОФП ранее не исследовалось. Микроструктура соответствует пластам ЮК 10-11 Талинской площади Красноленинского месторождения. Для коллекторов пластов ЮК 10-11 характерно наличие 4 типов относительных фазовых проницаемостей по вытесняющей воде, меняющихся от выпуклого до вогнутого. Получение того или иного типа ОФП, как указывают авторы, зависит от того, какие элементы структуры пустотного пространства (проводящие капилляры, т.е. малые пустоты, или крупные поры) являются смачиваемыми водой» [47].

Влияние температуры

Влияние температуры на относительные фазовые проницаемости и коэффициент вытеснения нефти водой зависит от многих разнообразных факторов, таких как: минералогический состав пород, тип смачиваемости, состав нефти.

С увеличением температуры уменьшается поверхностное натяжение, изменяется межфазное натяжение, увеличивается гидрофильность твердой фазы. Повышение температуры способствует увеличению фазовых проницаемостей для нефти, а для воды изменяется в ту или другую сторону (кривые относительных фазовых проницаемостей смещаются в сторону повышений водонасыщения, особенно при низком межфазном натяжении).

Повышение пластовой температуры ведет к изменению фильтрационно-емкостных свойств горных пород вследствие изменения геометрических размеров зерен, составляющих скелет породы, а также пор, каналов фильтрации, объема цемента и глинистости [6].

Резюмировав итоги различных исследований, можно сделать следующие выводы:

- относительная фазовая проницаемость по нефти с возрастанием температуры растет, для воды происходит снижение, но в отдельных случаях медленно возрастает;
- при увеличении температуры кривые относительных фазовых проницаемостей смещаются вправо;
- для гидродинамических систем, обладающих низким межфазным натяжением фазовые проницаемости более восприимчивы к изменению температуры;
- для кривых относительных фазовых проницаемостей для газа изменения не выявлены.

Для несцементированных пористых сред влияние температуры на относительную фазовую проницаемость выражено значительно меньше по сравнению с консолидированными породами [61].

Скорость фильтрации

На основании большого количества лабораторных экспериментов, авторы (М.Г. Губайдуллин и др., 2017) делают вывод, что существует определенная связь между характером извлечения нефти и капиллярными свойствами от скорости вытеснения нефти водой [26].

Когда порода-коллектор гидрофобна, при увеличении градиента давления и скорости продвижения водонефтяного контакта возрастает нефтеотдача. Если же капиллярные силы малы (низкие значения проницаемости, поверхностного натяжения и пр.) скорость вытеснения нефти водой оказывает незначительное влияние на нефтеотдачу пласта [20, 26].

В залежах, обладающих высокой степенью анизотропии, с увеличением скорости вытеснения (депрессии), на величину нефтеотдачи оказывают влияние не только физико-химические свойства, но и другие факторы, например, вовлечение в фильтрацию менее промытых (низкопроницаемых) участков залежи вследствие перераспределения давления в пласте. Из этого можно сделать вывод о том, что повышение градиента давления оказывает положительное влияние на коллекторы со сложной структурой порового пространства [2].

По мнению Ермилова О.М. и др. (1996): «В системе нефть-вода относительная фазовая проницаемость увеличивается для нефти и воды с увеличением скорости фильтрации. Физический смысл механизма действия этого явления не совсем ясен, но его нельзя игнорировать при постановке экспериментов по определению относительных фазовых проницаемостей в лабораторных условиях на керновых образцах. Для получения наиболее достоверных результатов в определении Квт и ОФП, в лаборатории, при моделировании экспериментов, необходимо учитывать существующие скорости потока, скорости фильтрации для конкретного месторождения (объекта)» [43].

1.3. Определение фильтрационных показателей в лабораторных условиях на керне

Исследованием проблем определения остаточной нефтенасыщенности в сложнопостроенных коллекторах и значений относительных фазовых проницаемостей, в коллекторах, обладающих неоднородностью фильтрационно-емкостных свойств занимались множество исследователей [38, 41, 42, 45, 80, 83, 110, 114, 118, 122, 130].

Ниже остановимся на двух работах [44, 87]. В работе Р. С. Зайнутдинова (1998) предлагается способ определения зависимости пористости, проницаемости от коэффициента вытеснения нефти водой по значениям остаточной нефтенасыщенности, определенных на керновых образцах. Делается сравнение данных о значениях коэффициента вытеснения нефти водой, полученных по данному методу, с результатами лабораторных экспериментов, проведенных с использованием кернового материала по объектам разработки Башкортостана и Западной Сибири месторождений [44]. Автором, была использована формула зависимости пористости, проницаемости от коэффициента вытеснения нефти водой по значениям остаточной нефтенасыщенности и остаточной водонасыщенности. При расчетах среднее значение остаточной нефтенасыщенности, принималось величиной постоянной. При создании (определении) остаточной воды использовался модифицированный метод косвенного испарения (метод Мессера). Данный метод позволяет получить результаты сопоставимые с прямым методом отгонки. Результаты экспериментальных исследований по определению остаточной воды предложенным методом на образцах керна показали высокую конвергентность как по «башкирским», так по «сибирским» коллекторам. Данная методика может быть применима только для гранулярных коллекторов, а для сложнопостроенных пород-коллекторов, с учетом двойных сред и влияния сопутствующих факторов, очевидно погрешность будет значительной [44].

В работе И. Хиангчинга (1993) затрагивается проблема существенного различия прогнозных характеристик разработки нефтяных месторождений от реальных. Одной из причин такого положения автор считает существование целого ряда дефектов при определении физико-гидродинамических показателей в лабораторных условиях, в зависимости от насыщенности флюидами [85]. Существующие методы определения относительных фазовых проницаемостей претерпели незначительные изменения с времен первых работ Маскета М., Ботсета и Леверетта, основоположников теории относительной проницаемости [44, 56, 108].

С точки зрения И. Хиангчинга (1993): «При прогнозировании многофазных потоков необходимо учитывать неоднородность фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов. Автором отмечается, что существующие методики, используемые в лабораториях на данный момент, не в полной мере воспроизводят неоднородность коллектора при определении относительных фазовых проницаемостей. В работе описывается моделирование основных процессов, наиболее приближенных к реальным пластовым условиям с учетом неоднородности пласта на основании гидропрослушивания и гидродинамических исследований скважин при построении относительных фазовых проницаемостей. Поставленные задачи решались на базе сравнительного анализа гидродинамических исследований скважин, методом моделирования процесса формирования кривых относительных фазовых проницаемостей в системе нефть-вода с учетом неоднородности пласта и от пропорции вязкости пластовых флюидов. В диссертационной работе научно обоснована необходимость учета фильтрационно-емкостных свойств, при построении относительных фазовых проницаемостей в системе нефть-вода» [85].

Предложенный способ в данной диссертационной работе, отражает значительные факторы и обстоятельства для фильтрации многофазных потоков в неоднородных породах-коллекторах, выявляемых на основании гидродинамических исследований скважин [87]. Но в исследованиях не использовался керновый материал, а керн – это прямой источник для получения

информации, тем более для коллекторов со сложной структурой порового пространства.

1.4. Современный этап развития исследований сложнопостроенных коллекторов на керне

На современном этапе исследований сложнопостроенных коллекторов с применением полноразмерного керна в лабораторных условиях можно выделить несколько работ. В 2012 году в рамках выполнения работ по реализации Программы развития Северного (Арктического) федерального университета имени М.В. Ломоносова (г. Архангельск) сотрудниками Института нефти и газа была выполнена научно-исследовательская работа по теме: «Создание адаптивной технологии отбора образцов керна для лабораторных исследований с учетом свойств горных пород» (Губайдуллин и др., 2012). При реализации проекта был разработан метод «автоматизированного программного отбора образцов керна», включая полноразмерный керн, для лабораторных исследований. Разработанный метод включает в себя новые подходы и использование критериев в комплексе для выделения зон отбора образцов керна, с учетом планируемых объемов исследований и свойств пород. Также создано программное обеспечение автоматизирующее реализацию метода. В работе использовались данные по геофизическим, литологическим и петрофизическим исследованиям сложнопостроенных карбонатных коллекторов ТПНГП [25, 50-52].

В своей диссертации «Масштабные и анизотропные эффекты при экспериментальном изучении физических свойств сложнопостроенных карбонатных коллекторов» И.П. Гурбатова исследует влияние геометрических размеров, исследуемых образцов на фильтрационно-емкостные свойства [30]. Исследования проводились на керновом материале, в том числе и на полноразмерном керне, из карбонатных коллекторов ТПНГП. В работе на основе лабораторных экспериментов на керновом материале было проанализировано влияние геометрических размеров образцов на масштабный эффект при

проведении исследованиях в сложнопостроенных карбонатных коллекторах. Автор обращает внимание на то, что при изучении сложнопостроенных коллекторов со сложной структурой, использование в лабораторных исследованиях образцов стандартного размера, не корректно и данное обстоятельство вносит ошибки при интерпретации данных геофизических исследований скважин [30]. Основные результаты указанных и последующих исследований легли в основу книги «Особенности изучения карбонатных пород-коллекторов лабораторными методами» (Гурбатова и др., 2017): «В которой рассмотрены вопросы разработки более эффективных способов лабораторного изучения ФЕС карбонатных коллекторов со сложной структурой порового пространства на полноразмерном керне в атмосферных условиях. В исследованиях по определению абсолютной газопроницаемости использовался азимутально-ориентированный керн одного из месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. В работе был предложен способ исследования латеральной анизотропии сложнопостроенных карбонатных коллекторов на образцах полноразмерного керна» [31]. Приведены результаты исследований влияния масштабного фактора при определении ФЕС. Авторами построены диаграммы рассредотачивания проницаемости по направленностям на образцах азимутально-ориентированного керна с целью получения более корректной информации на основе лабораторных экспериментов [31].

Исследованиями сложнопостроенных коллекторов, приуроченных к месторождениям Западной и Восточной Сибири в настоящее время занимаются специалисты: ООО «Тюменский нефтяной научный центр» (публикации посвящены исследованиям глинистых коллекторов); ООО «ТомскНИПИнефть» (опубликованные работы посвящены литолого-петрографическим, петрофизическим исследованиям на керновом материале терригенных отложений в атмосферных условиях и сравнительному анализу с ГИС); ООО «ТюменНИИгипрогаз» (опубликованные работы посвящены исследованиям влияния трещиноватости, литолого-петрографическим исследованиям и математическому моделированию относительных фазовых проницаемостей на

основе керновых исследований). На территории ТПНГП изучение сложнопостроенных коллекторов выполняют: ООО «БашНИПИнефть» (опубликованные работы посвящены обоснованию применения дополнительных критериев, определяемых по ГИС, которые позволяют классифицировать коллекторы по продуктивности); ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» (публикации посвящены анизотропии ФЕС, смачиваемости твердой фазы пород, геолого-гидродинамическому моделированию сложнопостроенных коллекторов) [30, 31, 53, 54, 55, 57, 69, 75, 76, 84].

ВЫВОДЫ К ГЛАВЕ 1

Анализ современных методов исследований сложнопостроенных коллекторов в лабораторных условиях на керновом материале показал, что правильная организация экспериментальных исследований и использование при этом образцов полноразмерного керна оказывает значительное влияние при подсчете запасов нефти и газа, выборе наиболее оптимального варианта разработки месторождений и продление срока эксплуатации скважин. Данные полученные в лабораторных условиях на полноразмерном керне, при исследованиях в сложнопостроенных коллекторах, можно успешно использовать для решения научно-практических нефтегазоразведочных задач.

На основе проведенного анализа ранее опубликованных работ автором был сделан вывод о том, что отсутствует единая методология в определении ФЕС и четкая позиция о применении полноразмерного керна в изучении сложнопостроенных коллекторов. Имеющиеся методы исследований кернового материала ориентированы на образцы стандартного размера, однако используя только образцы стандартного размера в определениях ФЕС сложнопостроенных коллекторов, снижается достоверность данных привлекаемых для подсчета запасов и геологического обеспечения разработки месторождений нефти и газа. В связи с этим совершенствование методов в определении ФЕС с применением образцов полноразмерного керна представляет актуальную научно-практическую

задачу. Для решения данной задачи необходимо дальнейшее развитие методов проведения исследований применительно к образцам полноразмерного керна, а также изучение роли масштабного эффекта, обусловленного различием размеров образцов.

2. РАЗРАБОТКА МЕТОДИЧЕСКИХ РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ПОДГОТОВКЕ ОБРАЗЦОВ ПОЛНОРАЗМЕРНОГО КЕРНА К ФИЗИКО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКИМ ИССЛЕДОВАНИЯМ

2.1. Анализ существующего метода по насыщению образцов керна и разработка методических рекомендаций по насыщению образцов полноразмерного керна

Достоверность стандартных и специальных исследований, во многом зависит от качества подготовки образцов керна на первоначальном этапе, важнейшей составляющей которого является процесс насыщения керновых образцов флюидами. Насыщение – первоначальный этап в комплексе стандартных и специальных исследований керна, процедура которого предусматривает заполнение пустотного пространства (пор, каверн и др.) насыщающими флюидами [89, 95]. В настоящее время на территории Российской Федерации действует «ГОСТ 26450.1-85 «Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением»» [35], который распространяется на образцы массой менее 800 г [35].

Вес полноразмерных образцов керна составляет в среднем 1500-2000 гр., что исключает возможность полагаться на данные указанного ГОСТа для насыщения полноразмерных образцов керна. В то же время в данном документе рекомендуется проводить вакуумирование - отдельно 3 часа, капиллярная пропитка 0,5 часа, при атмосферном давлении 24-48 часов, под давлением 1 час. Фактически, в лабораторных условиях отдельного времени вакуумирования в 3 часа недостаточно для полного насыщения полноразмерного керна. Режимы, подходящие для образцов керна стандартного размера, нельзя применять для полноразмерного керна [35, 95, 96].

Соискателем, в процессе поведения экспериментов была поставлена задача, разработать рекомендации по насыщению полноразмерных образцов керна, с обоснованием времени совместного и отдельного вакуумирования образцов и

насыщающей жидкости. Также донасыщения образцов под давлением и до полного насыщения жидкостью для получения достоверных значений открытой пористости и начальной нефтенасыщенности [95, 96].

Для проведения экспериментов по насыщению образцов полноразмерного керна применялся сатуратор [95]. Ручной сатуратор оснащен пневматическим насосом высокого давления, что обеспечивает насыщение образцов керна с максимальным давлением 14 МПа.

Насыщение образцов керна в сатураторе происходит в несколько этапов: загрузка образцов, отдельное вакуумирование, капиллярная пропитка, последующее заполнение камеры насыщающей жидкостью (рис. 2.1.) [89, 96].



Рис. 2.1. Ручной сатуратор

Для экспериментальных исследований использовались образцы

полноразмерного керна диаметром 100 мм и длиной 100 мм из месторождений ТПНГП. Керновый материал представлен следующими скважинами: № 4 ОЦ Восточно-Ламбешорского месторождения (карбонатные отложения D_3fm - известняки микробиаально-детритовыми, локально доломитизированны), скважина № 2106 Перевозного месторождения (терригенные отложения D_3fr - кварцевый песчаник) (Рис. 2.2.) Образцы были разделены на 5 групп (таблица 2.1. - 2.2). Привязка и коллекторские свойства представлены в таблицах 2.3-2.4. Выполнено 200 экспериментов.



Рис. 2.2. Образцы Восточно-Ламбешорского и Перевозного месторождений

Таблица 2.1

Выборка образцов керна, скважина № 4 ОЦ Восточно-Ламбешорского месторождения

Группа	Тип отложений	Газопроницаемость, 10^{-3}мкм^2	Пористость, %	Количество, шт.
1	Карбонатный	> 1	5,23 % - 17,56	2
2	Карбонатный	1-10		2
3	Карбонатный	10-50		2
4	Карбонатный	50-100		2
5	Карбонатный	>100		2

Таблица 2.2

Выборка образцов керна, скважина № 2106 Перевозного месторождения

Группа	Тип отложений	Газопроницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	Пористость, %	Количество, шт.
1	Терригенный	> 1	5,23 % - 17,56	2
2	Терригенный	1-10		2
3	Терригенный	10-50		2
4	Терригенный	50-100		2
5	Терригенный	>100		2

Таблица 2.3

Привязка и коллекторские свойства образцов керна, скважина № 4 ОЦ

Восточно-Ламбешорского месторождения

№ п/п	№ Группы образцов по проницаемости	Лабораторный номер	Интервал отбора, м		Длина L, см	Диаметр D, см	Пористость, % атм.	Объем. плотн. г/см ³	Газопроницаемость, 10 ⁻³ мкм ²		
			Верх образца	Низ образца					горизонт. т.	горизонт. т. 90°	вертикальная
1	1	7-3-12	3696,03	3696,13	9,33	10,05	5,23	2,56	1,82	1,73	0,10
2		7-5-12	3699,50	3699,60	9,56	10,06	5,17	2,57	0,45	0,42	0,35
3	2	7-7-12	3702,50	3702,60	9,37	10,05	9,09	2,47	16,13	10,53	2,03
4		7-9-12	3705,57	3705,67	9,28	10,03	8,81	2,46	7,30	2,72	2,83
5	3	7-28-12	3732,22	3732,32	9,72	10,09	9,70	2,44	293,46	129,73	25,18
6		7-31-12	3735,20	3735,30	9,88	10,08	14,00	2,33	94,00	79,02	44,68
7	4	7-32-12	3736,25	3736,35	9,51	10,06	11,39	2,40	189,74	123,94	51,27
8		7-29-12	3733,00	3733,10	9,58	10,08	11,37	2,40	141,34	117,43	70,44
9	5	7-8-12	3704,25	3704,35	9,39	10,07	17,56	2,23	39,09	37,64	120,72
10		7-19-12	3721,15	3721,25	9,57	10,04	14,47	2,32	54,86	42,28	203,09

Таблица 2.4

Привязка и коллекторские свойства образцов керна, скважина № 2106

Перевозного месторождения

№ п/п	№ Группы образцов по проницаемости	Лабораторный номер	Интервал отбора, м		Длина L, см	Диаметр D, см	Пористость, % атм.	Объем. плотн. г/см ³	Газопроницаемость, 10 ⁻³ мкм ²		
			Верх образца	Низ образца					горизонтальная	горизонт. 90°	вертикальная
1	1	140048	3345,60	3345,70	9,63	10,13	9,36	2,44	3,92	3,34	0,52
2		140049	3346,08	3346,18	9,71	10,14	9,22	2,42	1,91	1,88	0,52
3	2	140058	3349,51	3349,61	9,59	10,13	9,87	2,42	3,85	3,51	2,42
4		140045	3344,50	3344,60	9,28	10,03	12,54	2,36	15,54	14,23	4,42
5	3	140039	3342,11	3342,21	10,00	10,13	10,98	2,42	46,91	45,55	16,94
6		140040	3342,33	3342,42	9,46	10,09	12,59	2,35	91,32	70,85	18,67
7	4	140066	3352,08	3352,17	9,59	10,11	11,57	2,39	90,30	90,10	60,07
8		140061	3350,6	3350,65	9,38	10,13	14,37	2,31	218,69	210,32	67,76
9	5	140065	3351,76	3351,86	9,59	10,14	15,15	2,31	106,88	103,37	131,00
10		140063	3351,10	3351,22	9,75	10,13	12,76	2,38	271,43	267,36	143,43

Подготовка образцов к исследованию проводилась по ГОСТ 26450.0-85 «Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств» [33].

Для подготовки образцов к исследованиям использовался сушильный шкаф в котором образцы керна сушили при температуре (105 ± 2) °С. После сушки образцы закладывались в эксикатор с кальцинированным хлористым кальцием для охлаждения и хранения. После охлаждения на данных образцах определялся коэффициент открытой пористости в процентах прямым методом, основанным на законе Бойля-Мариотта при помощи порозиметра (газоволюметрический метод). Затем образцы насыщали технической (водопроводной) водой. Для насыщения использовался сатуратор, позволяющий насыщать образцы керна различного диаметра и массы, а также позволяющий отдельно и совместно вакууировать образцы керна и насыщающий флюид. Насыщение производилось согласно [35].

После насыщения образцы взвешивались при атмосферных условиях, определялся гидростатический вес, рассчитывался коэффициент открытой пористости «методом жидкостенасыщения» [35, 87,96].

Коэффициент открытой пористости в процентах рассчитывался по формуле (2.1):

$$K_{\text{п}} = \frac{m_{\text{н}} - m_{\text{с}}}{m_{\text{н}} - m_{\text{г}}} * 100, \quad (2.1)$$

где $m_{\text{с}}$ - масса сухого образца, г;

$m_{\text{н}}$ - масса насыщенного образца в атмосфере, г;

$m_{\text{г}}$ - гидростатическая масса образца, г.

Объем пор образцов рассчитывался по формуле (2.2):

$$V_{\text{пор}} = \frac{\left(\frac{\pi * R^2}{4} * L\right) * K_{\text{п}}}{100}, \quad (2.2)$$

где R - радиус образца, см;

L - длина образца, см.

Далее, после каждого совместного и отдельного вакуумного цикла образцы взвешивали и сушили в сушильном шкафу при температуре $(105 \pm 2) ^\circ\text{C}$ в течение 24 часов до достижения постоянной массы [87]. Затем образцы помещали обратно в камеру насыщения и увеличивали время отдельного и совместного вакуумирования с 2-часовым интервалом. Время увеличивалось до тех пор, в геометрической прогрессии, пока не наступало полное насыщение образцов полноразмерного ядра - 100%, по сравнению с объемом впитавшейся жидкости к объему пор определенному газометрическим методом [86, 95].

Объем впитавшейся жидкости на каждом этапе насыщения рассчитывался по формуле (2.3):

$$V_{\text{впит.ж.}} = \frac{m_{\text{н}} - m_{\text{с}}}{\delta_{\text{ж}}}, \quad (2.3)$$

где $m_{\text{с}}$ - масса сухого образца, г;

$m_{\text{н}}$ - масса насыщенного образца в атмосфере, в зависимости от времени отдельного вакуумирования г;

$\delta_{\text{ж}}$ - плотность жидкости, г/см³.

Процентное отношение объема впитавшейся жидкости к объему пор определенному газометрическим способом рассчитывалось по формуле (2.4):

$$\rho = \frac{V_{\text{впит.ж.}}}{V_{\text{пор.газ.}}} * 100, \quad (2.4)$$

где $V_{\text{впит.ж.}}$ - объем пор по впитавшейся жидкости в образец горной породы, см³;

$V_{\text{пор.газ.}}$ - объем пор образца горной породы определенный газометрическим способом, см³.

Таблица 2.5

Степень насыщения образцов в зависимости от времени отдельного
вакуумирования в группе карбонатных отложений

№ п/п	Время отдельного вакуумирования, час	Впит. ж- ти/Впор газ, % в 1 группе образцов		Впит. ж- ти/Впор газ, % во 2 группе образцов		Впит. ж- ти/Впор газ, % в 3 группе образцов		Впит. ж- ти/Впор газ, % в 4 группе образцов		Впит. ж- ти/Впор газ, % в 5 группе образцов	
1	2	78,86	72,00	73,64	84,64	77,79	90,26	86,43	79,19	85,95	88,15
2	4	82,00	74,56	75,23	86,00	80,00	91,00	89,00	83,00	88,00	90,50
3	6	85,00	77,89	77,85	88,00	83,00	92,00	91,00	86,00	90,50	92,50
4	8	88,00	79,38	81,34	89,00	86,00	93,00	93,00	89,00	93,00	94,50
5	10	91,00	82,00	83,26	90,00	89,00	94,00	95,00	91,00	95,00	96,00
6	12	94,00	85,00	85,04	92,00	91,00	95,00	97,00	93,00	96,50	97,00
7	14	96,00	88,57	88,56	94,00	93,00	96,00	97,50	95,00	97,50	97,50
8	16	97,00	91,98	91,65	96,00	95,00	97,00	98,00	96,00	98,00	98,00
9	18	98,00	94,81	94,02	98,00	96,00	98,00	98,50	97,00	98,80	98,50
10	20	99,00	96,97	96,35	98,50	97,00	98,50	98,75	97,50	99,00	99,00
12	22	99,00	98,00	98,19	99,00	98,00	99,00	99,00	98,00	99,15	99,18
13	24	99,56	99,15	99,08	99,75	98,78	99,75	99,02	98,72	99,34	99,48

Таблица 2.6

Степень насыщения образцов в зависимости от времени отдельного
вакуумирования в группе терригенных отложений

№ п/п	Время отдельного вакуумирования, час	Впит. ж- ти/Впор газ, % в 1 группе образцов		Впит. ж- ти/Впор газ, % во 2 группе образцов		Впит. ж- ти/Впор газ, % в 3 группе образцов		Впит. ж- ти/Впор газ, % в 4 группе образцов		Впит. ж- ти/Впор газ, % в 5 группе образцов	
1	2	95,40	92,06	88,48	89,60	89,95	90,82	98,91	97,20	91,45	97,64
2	4	98,50	94,00	92,00	92,00	93,24	94,00	99,01	98,00	95,15	98,30
3	6	99,01	97,00	96,00	96,00	96,00	98,00	99,10	98,50	98,00	99,20
4	8	99,78	99,20	98,95	99,01	99,09	99,15	99,10	98,86	99,35	99,96

Соискателем, на основании лабораторных исследований (А.В. Юрьев, 2014, А.В. Юрьев, 2015, А.В. Юрьев, 2017), для насыщения без давления, оптимальное время совместного вакуумирования при постепенном увеличении на 2 часа в

каждом цикле насыщения образцов было принято 8 часов, как для карбонатных, так и для терригенных отложений. Время отдельного вакуумирования при постепенном увеличении на 2 часа в каждом цикле насыщения образцов для карбонатных отложений было принято 24 часа, для терригенных отложений 8 часов (таблица 2.3-.2.4) [89, 95, 96].

Для сравнения те же образцы на стадии совместного вакуумирования помещали в сатуратор под давлением 10 МПа. Основываясь на лабораторных исследованиях насыщения под давлением, оптимальное время для отдельного вакуумирования во время постепенного на 1 час повышения в каждом цикле насыщения образцов было принято 2 часа, как для карбонатных отложений, так и для терригенных отложений. Время совместного вакуумирования в течение постепенного увеличения на 1 час в каждом цикле насыщения образцов карбонатных отложений было принято 4 часа, а для терригенных отложений - 2 часа [89, 95, 96].

2.2. Обоснование оптимальных режимов для насыщения образцов полноразмерного керна

Результаты проведенных экспериментальных исследований показаны в таблицах 2.7, 2.8, 2.9 и на графиках динамики увеличения времени отдельного вакуумирования, а также на графике насыщения с давлением и без давления (рис. 2.3., 2.5., 2.7.) [89, 95, 96].

На основании полученных логарифмических уравнений по экспериментальным данным (таблица 2.7) построен график логарифмических зависимостей, степени насыщения образцов полноразмерного керна от времени отдельного вакуумирования без давления в группе карбонатных отложений для различных групп проницаемости (рис. 2.4.) [96]. Графические зависимости получены впервые, отдельно для карбонатных и терригенных отложений. Применение полученных зависимостей на этапе отдельного вакуумирования, позволяет полностью насыщать образцы полноразмерного керна флюидами и

получать достоверные значения коэффициента открытой пористости методом жидкостенасыщения.

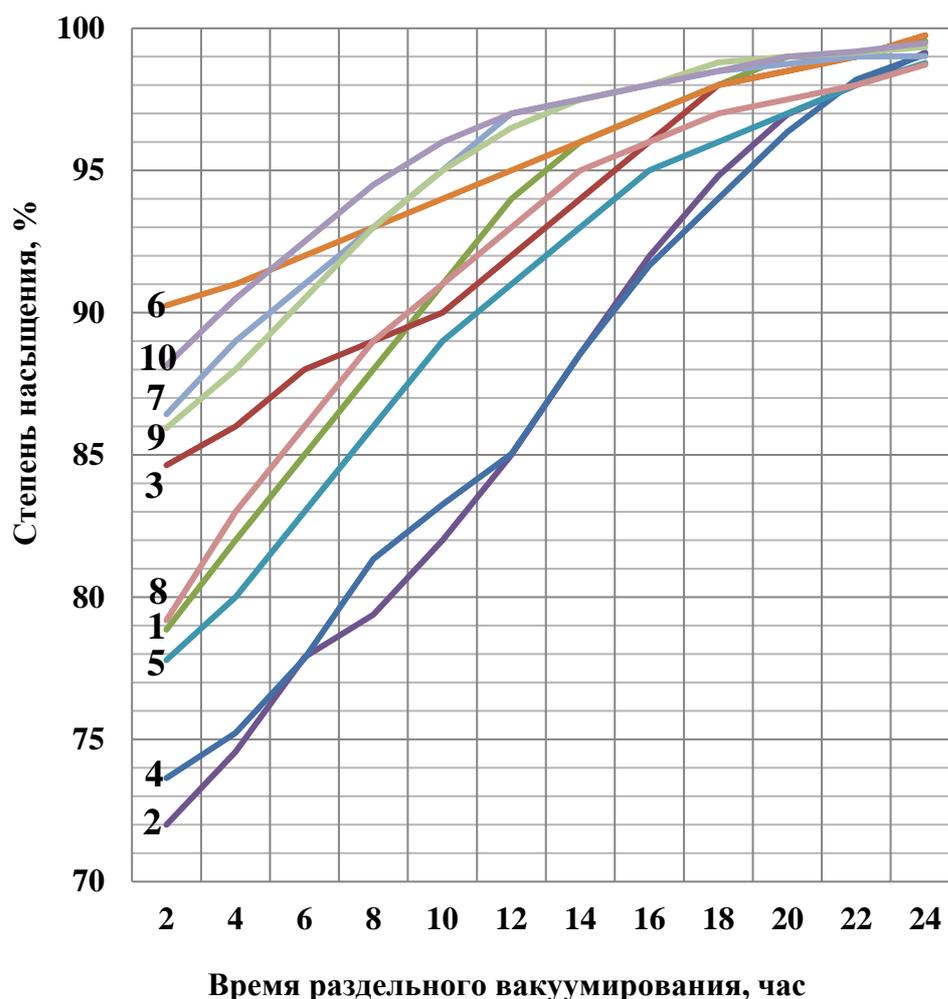


Рис. 2.3. Зависимость степени насыщения образцов полноразмерного керна от времени раздельного вакуумирования без давления в группе карбонатных отложений: 1, 2 - образцы с $K_{пр} < 1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$; 3, 4 - образцы с $K_{пр} = 1 - 10 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$; 5, 6 - образцы с $K_{пр} = 10 - 50 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$; 7, 8 - образцы с $K_{пр} = 50 - 100 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$; 9, 10 - образцы с $K_{пр} = 100 - 500 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$

Логарифмическое уравнение степени насыщения образцов полноразмерного
керна для карбонатных отложений

№ п/п	Логарифмическое уравнение	Коэффициент аппроксимации
1	$y=9,41\ln(x)+76,60$	0,970
2	$y=12,001\ln(x)+66,70$	0,900
3	$y=6,73\ln(x)+81,68$	0,900
4	$y=11,231\ln(x)+68,31$	0,898
5	$y=9,379\ln(x)+74,75$	0,962
6	$y=9,114\ln(x)+88,44$	0,914
7	$y=5,665\ln(x)+85,74$	0,975
8	$y=8,444\ln(x)+77,88$	0,988
9	$y=6,092\ln(x)+84,91$	0,975
10	$y=4,872\ln(x)+87,74$	0,989

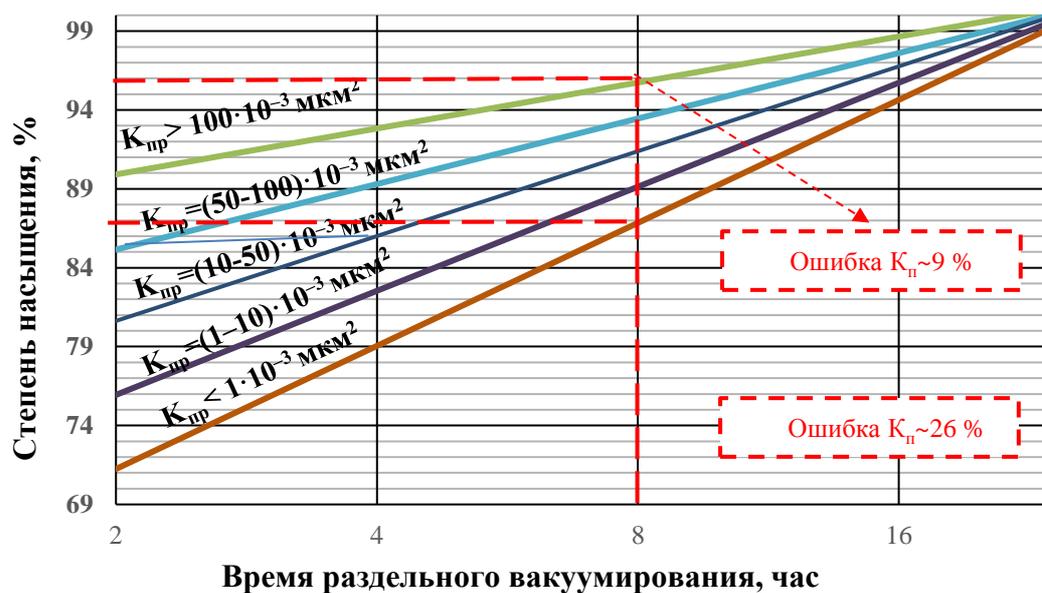


Рис. 2.4. Графики логарифмических зависимостей степени насыщения образцов полноразмерного керна от времени раздельного вакуумирования без давления в группе карбонатных отложений: 1, 2 - образцы с $K_{пр} < 1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$; 3, 4 - образцы с $K_{пр} = 1-10 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$; 5, 6 - образцы с $K_{пр} = 10-50 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$; 7, 8 - образцы с $K_{пр} = 50-100 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$; 9, 10 - образцы с $K_{пр} = 100-500 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$

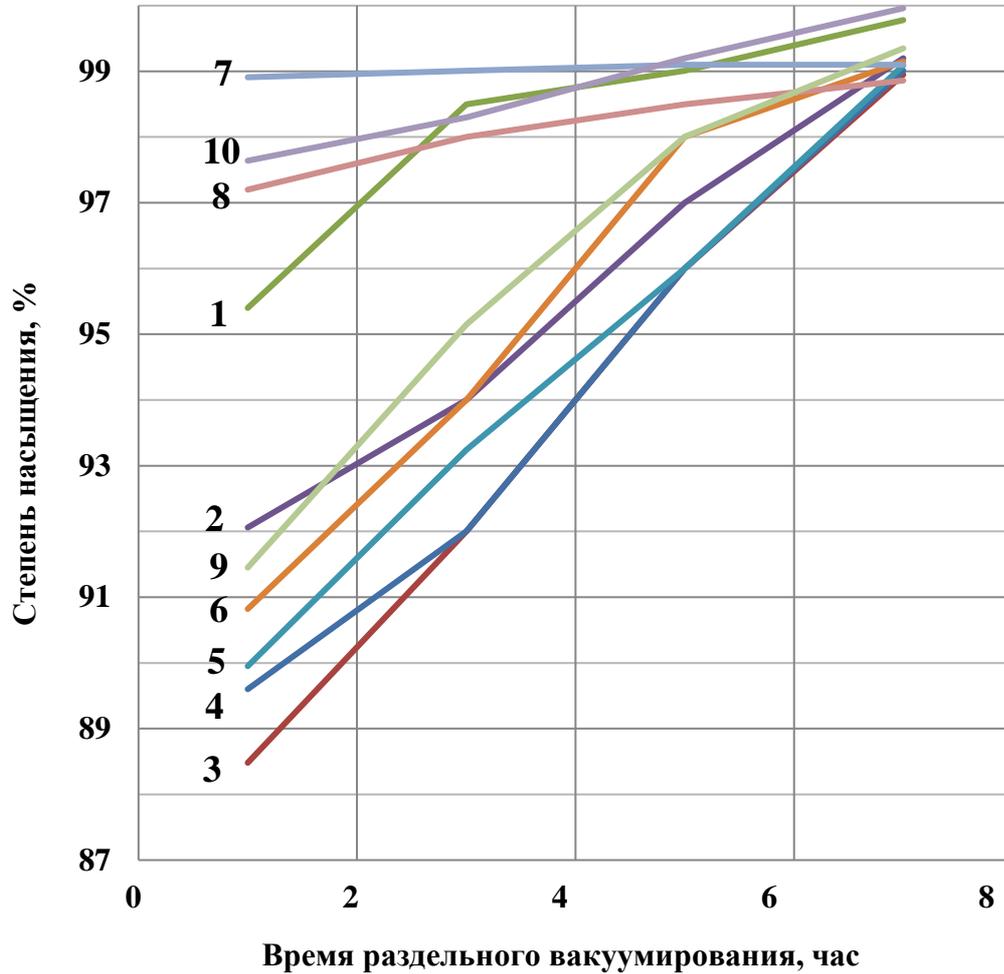


Рис. 2.5. Зависимость степени насыщения образцов полноразмерного керна от времени раздельного вакуумирования без давления в группе терригенных отложений: 1,2-образцы с $K_{пр} < 1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$; 3,4-образцы с $K_{пр} = 1 - 10 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$; 5,6-образцы с $K_{пр} = 10 - 50 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$; 7,8-образцы с $K_{пр} = 50 - 100 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$; 9,10-образцы с $K_{пр} = 100 - 500 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$

На основании полученных логарифмических уравнений по экспериментальным данным (таблица 2.8) построен график логарифмических зависимостей, степени насыщения образцов полноразмерного керна от времени раздельного вакуумирования без давления в группе терригенных отложений для различных групп проницаемости (рис. 2.6.).

Логарифмическое уравнение степени насыщения образцов полноразмерного
керна для терригенных отложений

№ п/п	Логарифмическое уравнение	Коэффициент аппроксимации
1	$y=3,113\ln(x)+95,69$	0,948
2	$y=5,101\ln(x)+91,51$	0,940
3	$y=7,494\ln(x)+87,90$	0,968
4	$y=6,706\ln(x)+88,82$	0,931
5	$y=6,378\ln(x)+89,50$	0,967
6	$y=6,263\ln(x)+90,51$	0,972
7	$y=0,147\ln(x)+98,91$	0,960
8	$y=1,195\ln(x)+97,19$	0,999
9	$y=5,803\ln(x)+91,37$	0,996
10	$y=1,642\ln(x)+97,47$	0,943

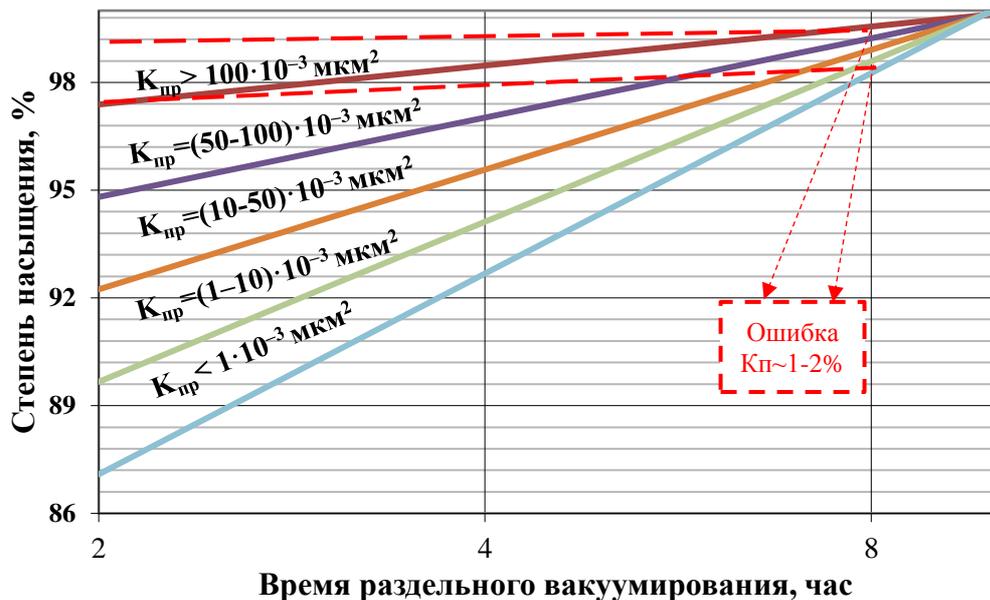


Рис. 2.6. Графики логарифмических зависимостей степени насыщения образцов полноразмерного керна от времени раздельного вакуумирования без давления в группе терригенных отложений: 1,2-образцы с $K_{пр} < 1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$; 3,4-образцы с $K_{пр} = 1-10 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$; 5,6-образцы с $K_{пр} = 10-50 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$; 7,8-образцы с $K_{пр} = 50-100 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$; 9,10-образцы с $K_{пр} = 100-500 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$

Логарифмические уравнения, используемые для построения логарифмических зависимостей, характеризуются различными зависимостями для карбонатных и терригенных отложений. Взаимосвязь между полученными уравнениями для карбонатных и терригенных отложений разная, но с высокой степенью достоверности. Это говорит о том, что существует физическая взаимосвязь между изучаемыми параметрами. Построенные зависимости являются достоверным отражением экспериментальных данных.

На рисунках 2.4., 2.6. показано графически (пунктирные линии), если использовать режимы, указанные в регламентирующих документах, на сколько, будут недонасыщены образцы полноразмерного керна. Для карбонатных отложений (рис. 2.4.) ошибка при определении коэффициента открытой пористости в группе образцов с $K_{\text{пор}} < 1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ составит $\sim 26 \%$, а в группе с $K_{\text{пор}} > 100 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ будет $\sim 9 \%$, что является значительным, а для терригенных отложений полученная ошибка в 1-2 % находится в районе погрешности 5% в соответствии с ГОСТ 26450.1-85 (рис. 2.6.). Таким образом, актуальность предложенных методических рекомендаций доказана.

Все исследования можно разделить на два этапа. Первым этапом является подбор оптимального времени отдельного вакуумирования, а также оценка влияния времени совместного вакуумирования. Вторым этапом - подбор времени насыщения под давлением. Для определения степени насыщения образцов объем впитавшейся жидкости сравнивали с объемом пор, полученным газовольметрическим методом [89, 95, 96].

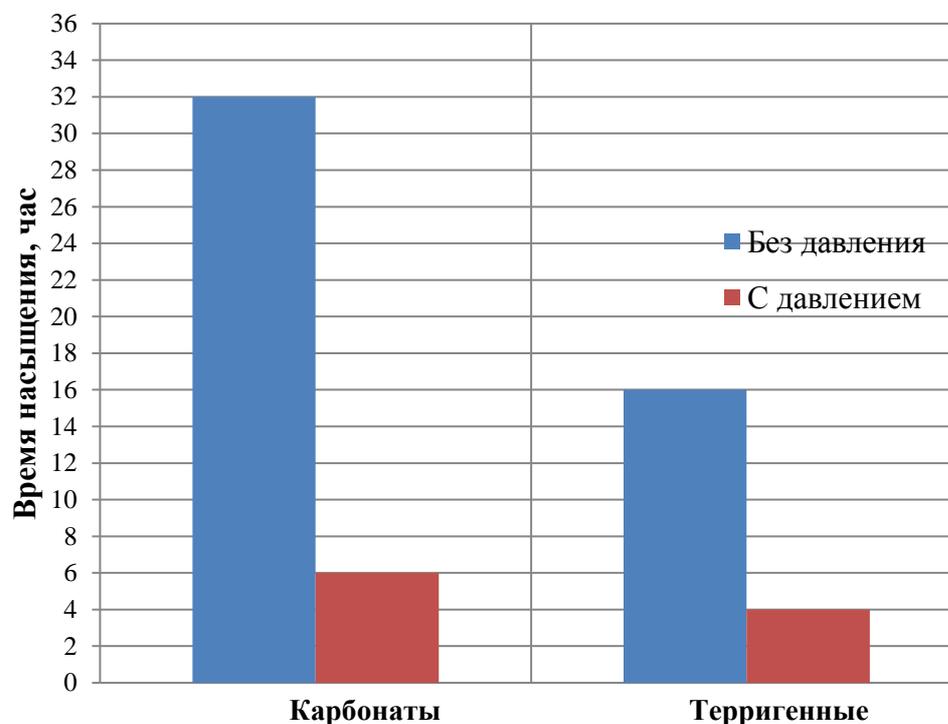


Рис. 2.7. Время для насыщения образцов карбонатных и терригенных отложений без давления и с давлением

На основе вышеизложенного можно сделать вывод о том, что для полноразмерных образцов керна, карбонатных отложений до полного насыщения без давления требуется 32 часа (время отдельного вакуумирования 24 часа), а с давлением - 6 часов. Для терригенных отложений полное насыщение в режиме без давления наступает за 16 часов (время отдельного вакуумирования 8 часов), а с давлением 4 часа (рис. 2.7.), (таблица 2.9) [96].

Таблица 2.9

Рекомендуемые режимы насыщения образцов полноразмерного керна

№ п/п	Тип отложений	Время насыщения без давления, час	Время насыщения с давлением, час
1	Карбонатный	32	6
2	Терригенный	16	4

2.3. Методы моделирования остаточной водонасыщенности и разработка рекомендаций по моделированию остаточной водонасыщенности на образцах полноразмерного керна

Достоверность физико-гидродинамических исследований во много зависит от первоначального этапа подготовки образцов к исследованиям, немаловажным при подготовке к специальным исследованиям является корректное моделирование остаточная водонасыщенности. Но на данный момент на территории Российской Федерации при проведении лабораторных исследованиях на керновом материале при определении остаточной воды можно руководствоваться только одним регламентирующим документом ОСТ 39-204-86, который распространяется на образцы стандартного размера. В то же время, применение данной методики для образцов полноразмерного керна с точки зрения длительности и как следствие значительного увеличения стоимости подготовительных работ представляется не эффективным. А при моделирование остаточной воды на образцах полноразмерного керна методом сушки в сушильном шкафу происходит кристаллизация солей в поровом пространстве и на поверхности образцов [89].

В связи с этим в рамках исследований была поставлена задача установить оптимальный метод моделирования остаточной водонасыщенности для образцов полноразмерного керна в лабораторных условиях, при проведении массовых специальных исследований керна с сохраненным диаметром для лабораторий, который должен быть более эффективным и менее затратным по времени, по сравнению с другими методами, в конечном итоге повысить достоверность при определения начальной нефтенасыщенности [87, 89].

Для проведения исследований были использованы те же образцы, которые использовались при разработке методических рекомендаций по насыщению образцов полноразмерного керна. Проведено 200 экспериментов. Первая группа представлена керном в интервале отбора образцов 2295,00-3822,30 метров из скважины № 4 ОЦ Восточно-Ламбешорского месторождения - тип разреза карбонатный с преобладанием микробильно-детритовых известняков, участками

в различной степени доломитизированных до доломитов вторичных кристаллически-зернистых. Породы - серого, темно-серого, участками до черного цвета. Карбонаты неравномерные по плотности и крепости, стилолитизированные [89].

Образцы были разделены на 4 группы по значению коэффициента пористости в интервалах: 1 группа $K_{пор.} = 5,17-5,23 \%$, 2 группа $K_{пор.} = 9,28 - 9,72 \%$, 3 группа $K_{пор.} = 11,37-11,39 \%$, 4 группа $K_{пор.} = 14,00 - 17,56 \%$ (таблица 2.10).

Таблица 2.10

Привязка и коллекторские свойства образцов керна, скважина № 4 ОЦ
Восточно-Ламбешорского месторождения

№ п/п	№ Группы образцов по пористости	Лабор. номер	Интервал отбора, м		Длина L, см	Диаметр D, см	Пористость, % атм.	Объем. плотн. г/см ³	Газопроницаемость, 10 ⁻³ мкм ²		
			Верх образца	Низ образца					горизонтальная	горизонт. 90°	вертикальная
1	1	7-3-12	3696,03	3696,13	9,33	10,05	5,23	2,56	1,82	1,73	0,1
2		7-5-12	3699,50	3699,60	9,56	10,06	5,17	2,57	0,45	0,42	0,35
3	2	7-9-12	3705,57	3705,67	9,28	10,03	8,81	2,46	7,30	2,72	2,83
4		7-7-12	3702,50	3702,60	9,37	10,05	9,09	2,47	16,13	10,53	2,03
5		7-28-12	3732,22	3732,32	9,72	10,09	9,70	2,44	293,46	129,73	25,18
6	3	7-32-12	3736,25	3736,35	9,51	10,06	11,39	2,4	189,74	123,94	51,27
7		7-29-12	3733,00	3733,10	9,58	10,08	11,37	2,4	141,34	117,43	70,44
8	4	7-31-12	3735,20	3735,30	9,88	10,08	14,00	2,33	94,00	79,02	44,68
9		7-19-12	3721,15	3721,25	9,57	10,04	14,47	2,32	54,86	42,28	203,09
10		7-8-12	3704,25	3704,35	9,39	10,07	17,56	2,23	39,09	37,64	120,72

Вторая группа представлена керном в интервале отбора образцов 3316,00-3361,00 метров (долбления 5-7) из скважины № 2106 Перевозного месторождения - тип разреза терригенный, в составе отложений присутствуют главным образом песчаники мономинеральные, переслаивающиеся с аргиллитами и через переходные разности (алевропесчаники) переходящие в алевролиты. Породы неравномерно карбонатизированы [89].

Образцы были разделены на 4 группы по значению коэффициента пористости в интервалах: 1 группа $K_{пор.} = 9,22 - 9,28 \%$, 2 группа $K_{пор.} = 10,98 - 11,57 \%$, 3 группа $K_{пор.} = 12,54 - 12,56 \%$, 4 группа $K_{пор.} = 14,37 - 15,15 \%$ (таблица 2.11).

Привязка и коллекторские свойства образцов кернa, скважина № 2106

Перевозного месторождения

№ п/п	№ Группы образцов по пористости	Лабор. номер	Интервал отбора, м		Длина L, см	Диаметр D, см	Пористость, % атм.	Объем. плотн. г/см ³	Газопроницаемость, 10 ⁻³ мкм ²		
			Верх образца	Низ образца					горизонтальная	горизонт. 90°	вертикальная
1	1	140049	3346,08	3346,18	9,71	10,14	9,22	2,42	1,91	1,88	0,52
2		140048	3345,60	3345,70	9,63	10,13	9,36	2,44	3,92	3,34	0,52
3		140058	3349,50	3349,61	9,59	10,13	9,87	2,42	3,85	3,51	2,42
4	2	140039	3342,11	3342,21	10,00	10,13	10,98	2,42	46,91	45,55	16,94
5		140066	3352,08	3352,17	9,59	10,11	11,57	2,39	90,3	90,1	60,07
6	3	140045	3344,50	3344,60	9,28	10,03	12,54	2,36	15,54	14,23	4,42
7		140040	3342,33	3342,42	9,46	10,09	12,59	2,35	91,32	70,85	18,67
8		140063	3351,10	3351,22	9,75	10,13	12,76	2,38	271,43	267,36	143,43
9	4	140061	3350,6	3350,65	9,38	10,13	14,37	2,31	218,69	210,32	67,76
10		140065	3351,76	3351,86	9,59	10,14	15,15	2,31	106,88	103,37	131,0

Подготовка образцов к исследованию проводилась по ГОСТ 26450.0-85 «Породы горные. Общие требования к отбору проб и подготовке образцов для определения коллекторских свойств» [33, 89].

Для подготовки образцов к исследованиям использовался сушильный шкаф в котором образцы кернa сушили при температуре (105 ±2) °С. После сушки образцы закладывались в эксикатор с кальцинированным хлористым кальцием для охлаждения и хранения. После охлаждения на данных образцах определялся коэффициент открытой пористости в процентах прямым методом, основанным на законе Бойля-Мариотта при помощи порозиметра (газоволюметрический метод). Затем образцы насыщали технической (водопроводной) водой. Для насыщения использовался сатуратор, позволяющий насыщать образцы кернa различного диаметра и массы, а также позволяющий отдельно и совместно вакууировать образцы кернa и насыщающий флюид. Насыщение производилось согласно [35]. С целью определения оптимального метода моделирования остаточной водонасыщенности на образцах полноразмерного кернa при подготовке к специальным исследованиям была проведена серия экспериментов. На основе которых в дальнейшем был определен оптимальный метод.

Моделирование остаточной водонасыщенности методом капиллярной

вытяжки заключалось в следующем:

- насыщенные образцы обертывались по всей поверхности в фильтровальную бумагу, предварительно смоченную солевым раствором (рис. 2.8. а);
- образцы помещались в эксикаторы с мелкодисперсной средой (увлажненный мел) (рис. 2.8. б);
- каждые сутки образцы извлекали из эксикаторов для взвешивания.

Процесс капиллярной вытяжки длился до прекращения снижения массы образцов. В результате проведенных экспериментов было установлено время моделирования остаточной водонасыщенности на образцах полноразмерного керна в широком диапазоне открытой пористости. Для карбонатов, которое составило 6-7 дней, для терригенных отложений 5-6 дней [89]. Результаты представлены на рисунках 2.9. - 2.10. (на данных рисунках представлены наиболее характерные зависимости) и в таблицах 2.12 - 2.13.



Рис. 2.8. (а) образец, обернутый в фильтровальную бумагу, пропитанную солевым раствором; (б) образец в эксикаторе с мелкодисперсной средой

Таблица 2.12

**Динамика уменьшения массы образцов при моделировании остаточной
водонасыщенности в группе карбонатных отложений**

№ п/п	Время взвешивания, сутки	Масса образцов в 1 группе, г.		Масса образцов во 2 группе, г.			Масса образцов в 3 группе, г.		Масса образцов в 4 группе, г.		
1	1,00	1924,29	1982,09	1852,24	1890,17	1942,46	1878,65	1910,00	1922,47	1864,62	1777,46
2	2,00	1915,00	1970,00	1824,46	1855,23	1913,00	1837,00	1854,43	1862,00	1811,56	1721,00
3	3,00	1910,00	1965,00	1814,67	1844,12	1895,23	1819,30	1849,13	1842,00	1789,24	1696,00
4	4,00	1904,00	1961,00	1808,18	1839,11	1891,15	1814,79	1846,68	1833,48	1775,14	1675,00
5	5,00	1900,00	1959,00	1801,71	1838,16	1889,25	1810,63	1843,17	1827,83	1769,58	1669,00
6	6,00	1899,00	1958,00	1799,60	1837,96	1888,00	1809,19	1842,02	1826,55	1767,15	1668,00
7	7,00	1898,00	1957,00	1796,85	1837,75	1887,70	1806,86	1839,48	1823,16	1768,28	1667,00
8	8,00	1897,00	1956,50	1796,30	1837,52	1887,00	1806,64	1839,12	1822,87	1768,15	1667,70
9	9,00	1896,00	1956,02	1795,45	1837,28	1886,97	1806,44	1839,01	1822,65	1768,02	1667,30
10	10,00	1895,50	1955,40	1795,19	1837,15	1886,95	1806,31	1838,88	1822,12	1768,00	1667,00
11	11,00	1895,01	1955,00	1795,01	1837,95	1886,90	1806,19	1838,67	1822,02	1767,99	1666,00
12	12,00	1894,60	1954,84	1794,85	1837,91	1886,86	1806,14	1838,50	1821,99	1767,97	1665,70
13	13,00	1894,50	1955,61	1794,58	1837,90	1886,73	1805,94	1838,43	1821,98	1767,96	1665,30
14	14,00	1894,39	1954,55	1794,49	1836,89	1885,97	1804,79	1837,62	1821,81	1767,94	1665,16
15	15,00	1894,39	1954,55	1794,49	1836,89	1885,97	1804,79	1837,62	1821,81	1767,94	1665,16

Таблица 2.13

**Динамика уменьшения массы образцов при моделировании остаточной
водонасыщенности в группе терригенных отложений**

№ п/п	Время взвешивания, сутки	Масса образцов в 1 группе, г.			Масса образцов во 2 группе, г.		Масса образцов в 3 группе, г.			Масса образцов в 4 группе, г.	
1	1	1940,00	1941,00	1946,00	2025,00	1924,00	1901,00	1876,00	1948,00	1828,00	1896,00
2	2	1922,00	1919,00	1910,00	1996,00	1875,00	1858,00	1827,00	1893,00	1780,00	1838,00
3	3	1910,00	1910,00	1889,00	1970,00	1850,00	1838,00	1807,00	1867,00	1750,00	1810,00
4	4	1900,00	1902,00	1878,00	1960,00	1842,00	1829,00	1795,00	1858,00	1742,00	1796,00
5	5	1898,00	1898,00	1876,00	1950,00	1841,02	1828,98	1790,00	1855,00	1739,00	1791,12
6	6	1897,30	1897,50	1875,00	1949,20	1840,85	1828,35	1787,00	1854,00	1737,00	1790,50
7	7	1897,50	1897,70	1874,50	1949,40	1840,49	1827,98	1788,00	1853,98	1736,00	1790,19
8	8	1897,64	1897,95	1874,50	1949,50	1840,24	1827,31	1788,00	1853,39	1736,00	1789,88

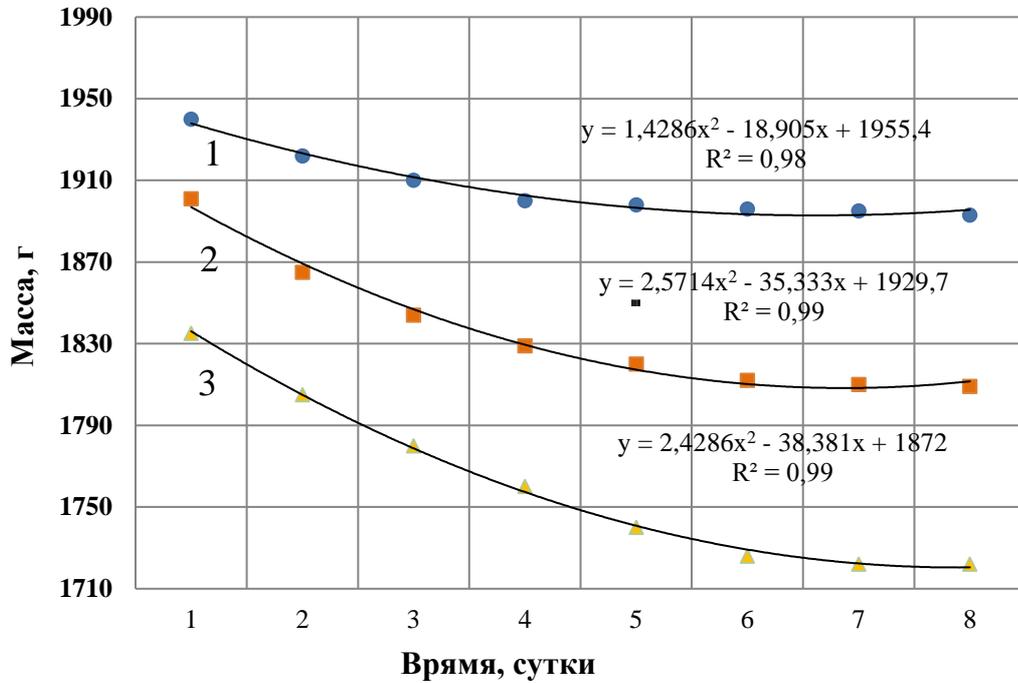


Рис. 2.9. Динамика уменьшения массы образцов в группе карбонатных отложений: 1 - образцы с $K_{\text{пор}}=5,17-5,23$ %; 2 - образцы с $K_{\text{пор}}=11,37-11,39$ %; 3 - образцы с $K_{\text{пор}}=14,0-17,46$ %

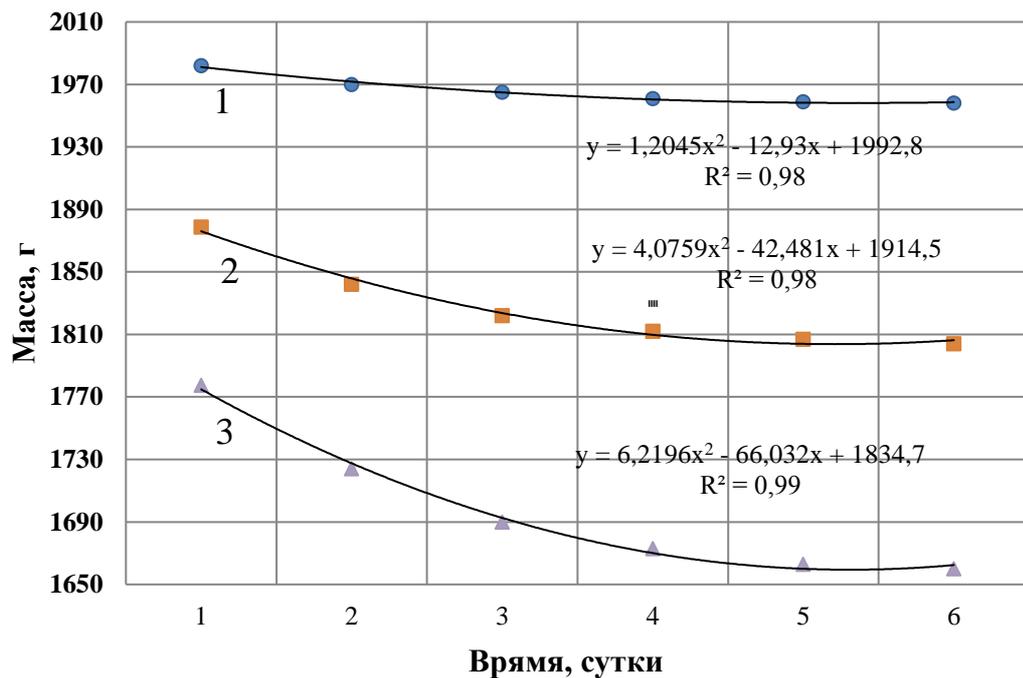


Рис. 2.10. Динамика уменьшения массы образцов в группе терригенных отложений: 1-образцы с $K_{\text{пор}}=9,22-9,87$ %; 2-образцы с $K_{\text{пор}}=10,98-11,57$ %; 6,7,8-образцы с $K_{\text{пор}}=12,54-12,76$ %; 3-образцы с $K_{\text{пор}}=14,37-15,15$ %

Для сопоставления результатов исследований эти же образцы отмывались, сушились и вторично насыщались по аналогичной методике. Для сравнения результатов параметр остаточной водонасыщенности был получен методом капилляриметрии при помощи полупроницаемой мембраны на групповых капилляриметрах (Рис. 2.11.). В результате проведенных экспериментов было установлено время моделирования остаточной водонасыщенности на образцах полноразмерного керна в широком диапазоне открытой пористости. Для карбонатов, которое составило 25 дней, для терригенных отложений 20 дней [89].



Рис. 2.11. Групповая капилляриметрическая установка

Аналогично для получения параметра остаточной водонасыщенности методом сушки те же керновые образцы отмывались, сушились и вторично насыщались по аналогичной методике. Для экспериментов использовался сушильный шкаф в котором образцы керна сушили при температуре $(105 \pm 2) ^\circ\text{C}$. После сушки образцы закладывались в эксикатор, охлаждение происходило с определенной цикличностью. После охлаждения на данных образцах определялся их вес. В результате проведенных экспериментов было установлено время моделирования остаточной водонасыщенности на образцах полноразмерного керна в широком диапазоне открытой пористости. Для карбонатов, которое

составило 10 дней, для терригенных отложений 7 дней [89].

2.4. Обоснование оптимального метода моделирования остаточной водонасыщенности на образцах полноразмерного керна

Анализ существующих методов по моделированию остаточной водонасыщенности (таблица 2.14) на образцах полноразмерного керна показал, что для моделирования остаточной водонасыщенности эффективным является метод капиллярной вытяжки, который позволяет более точно смоделировать распределение остаточной воды в поровом пространстве в результате повысить достоверность физико-гидродинамических исследований, а также сократить время моделирования. Метод центрифугирования не использовался, т.к. конструкции роторов центрифуг на данный момент не позволяют проводить исследования на полноразмерном керне [89].

Таблица 2.14

Сравнение методов по моделированию остаточной водонасыщенности на образцах полноразмерного керна

№ п/п	Метод	Преимущества	Недостатки
1	Капиллярная вытяжка	1. Более точное моделирование распределения остаточной воды в поровом пространстве 2. Меньше времени по сравнению с капилляриметрией	1. Без снятия кривой капиллярного давления
2	Капилляриметрия	1. Наиболее достоверный метод	1. Требуется много времени (20-25 суток)
3	Замещение воды путем фильтрации керосина (нефти)	1. Непосредственно в фильтрационной установке	1. Погрешность при замере количества вышедшей из образца воды
4	Сушка в сушильном шкафу	1. Меньше времени по сравнению с капилляриметрией	1. Точность зависит от концентраций раствора 2. Риски выпадения солей 3. Остаточная вода задается изначально

Моделирование остаточной водонасыщенности методом сушки в сушильном

шкафу допустимо, но точность зависит от начальных концентраций раствора, существуют риски выпадения солей в поровом пространстве, а также остаточная водонасыщенность задается изначально (рис. 2.12.).



Рис. 2.12. Внешний вид образцов при моделировании остаточной водонасыщенности методом высушивания

Моделирование остаточной водонасыщенности капилляриметрическим способом является более достоверным способом из перечисленных, но наиболее затратным по времени, что ограничивает его применение [80].

ВЫВОДЫ К ГЛАВЕ 2

Исследования показали, что для сложнопостроенных пород-коллекторов требуется больше времени на насыщение и отдельное вакуумирование. Увеличение времени отдельного вакуумирования сухих образцов и насыщающей жидкости наиболее эффективно, чем совместное вакуумирование. На представительном объеме экспериментальных данных показано, что для полноразмерных образцов керна карбонатных отложений до полного насыщения без давления требуется 32 часа (время отдельного вакуумирования 24

часа), а с давлением - 6 часов. Для терригенных отложений полное насыщение в режиме без давления наступает за 16 часов (время отдельного вакуумирования 8 часов), а с давлением 4 часа. Под давлением значительно сокращается время насыщения образцов полноразмерного керна. Применение рекомендуемых режимов для образцов полноразмерного керна позволяет достичь 100 % насыщенности. Вследствие этого повышается достоверность в определении объемов пор и пористости образцов методом жидкостенасыщения, так как поровое пространство образцов заполнено флюидом полностью - погрешность в определении коэффициента открытой пористости будет минимальна.

В результате проведенных исследований получены графики в широком диапазоне проницаемости, позволяющие полностью насыщать образцы полноразмерного керна флюидами, учитывающие режимы отдельного и совместного вакуумирования при определении пористости методом жидкостенасыщения. Установленные по результатам исследований изменения нелинейности в зависимости от пористости описаны квадратичными зависимостями, представленными на рисунке 2 с коэффициентами детерминации от 0,98 до 0,99.

На основе экспериментальных исследований установлено, что для лабораторий, где потоковые исследования на полноразмерном керне носят массовый характер, наиболее оптимальным при моделировании остаточной водонасыщенности и определении начальной нефтенасыщенности на образцах полноразмерного керна является метод капиллярной вытяжки.

Предложенные методические рекомендации по подготовке образцов полноразмерного керна к физико-гидродинамическим исследованиям, позволяют повысить достоверность значений коэффициента вытеснения нефти водой и относительных фазовых проницаемостей, определяемых в лабораторных условиях.

3. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЛИТОЛОГИЧЕСКИХ И ФИЛЬТРАЦИОННО- ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ НА КЕРНОВОМ МАТЕРИАЛЕ СЕВЕРА ТПНГП

3.1. Методика проведения экспериментальных исследований и обработки результатов при изучении пород в шлифах и определения основных фильтрационно-емкостных свойств

По данным электронного ресурса Горная энциклопедии и по статье М.А. Abrams и др (1999): «Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция располагается за Полярным кругом, простираясь между 61° и 72° градусами северной широты, 44° и 66° восточной долготы. На востоке, за пределами границ провинции, представляет собой извилистый складчатый пояс, включающий Уральские горы, хребет Пай-Хой, остров Вайгач и архипелаг Новая Земля. На западе - хребет Канин, являющийся северным продолжением Тимана, который пересекает Уральские горы в южной части провинции. Северная граница прибрежной зоны - это Южно-Баренцевский переходный разлом. Зона, отделяется от Баренцевского бассейна Баренцева моря, от Печорского блока в Печорском море. 70 % территории провинции составляет суша, площадью 315000 км^2 , включающая в себя водосборные бассейны рек Печора, Уса и Ижма. Шельфовые территории составляют 30%, площадью 131700 км^2 , из которых приблизительно 5400 км^2 составляют острова. Включает Ижма-Печорскую, Почоро-Колвинскую, Хорейвер-Мореюскую, Северно-Предуральскую нефтегазоносные области и Ухта-Ижемский район [32,101]. Самые крупные месторождения: Ярегское, Пашниское, Усинское, Варандейское, Тэдинское, Вуктыльское, Сарембойское, Харьягинское, Пашниское, Интинское, Южно-Шапкинское [32]. Вся провинция характеризуется экстремальными климатическими условиями, местность болотистая, вечная мерзлота».

Так же по данным электронного ресурса Горная энциклопедии: «Провинция была известна еще в 1595 году, а между 1869 и 1917 годами в этом районе были

пробурены тридцать неглубоких скважин. В Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции выявлено свыше 200 месторождений нефти и газа. Первое промышленное нефтяное месторождение легкой нефти (Чибьюское) было открыто в 1930 году, тяжелой нефти (Ярегское) - в 1932 году, а первое промышленное газовое месторождение (Седьельское) - в 1935 году, что положило начало нефтегазовой отрасли в Республике Коми. С середины 40-х годов XX века здесь активно проводятся геологоразведочные работы. Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция является уникальной, так как в ней сосредоточены многообразные геологические объекты, как по генезису, так и по геологическому строению. Здесь установлены все типы залежей. Нефтяные залежи выявлены в интервале глубин от 150 метров до 5 километров. Тимано-Печорские углеводороды варьируются от тяжелых, низкосернистых и высокосмолистых до малосмолистых нефтей с высоким содержанием серы и высокой вязкостью, преимущественно с ароматическим нафталином. Стратиграфически более древние отложения имеют более низкую плотность, меньшее количество асфальтенов, чем в стратиграфически более молодые отложения» [32].

В статье А. Neafford (1999), посвященной геологии ТПНГП: «Тимано-Печорская провинция крупнейшая провинция в Арктическом прибрежном регионе Северо-Запада России. Исходными породами являются базальные фации эквиваленты рифов на шельфе в диапазоне от позднего девона (Франский) до самого раннего Каменноугольного (Турнейский). Хотя подобные условия существовали и в ранней Перми, самые богатые и наиболее объемно важные исходные породами являются Франские по возрасту и называются "Доманик". Силуро-Ордовская исходная порода сосредоточена в восточной части провинции. Северная часть провинции вдоль прибрежного региона может также содержать смешанные углеводороды из триасовых исходных пород на шельфе Баренцева моря. Нетрадиционные запасы газа присутствуют в каменноугольных кремнистых породах Артинского и Кунгурский возрастов Тимано-печорских предгорных районов» [111].

В книге В.С. Шеина (2006), посвященной геологии России, представлена

характеристика ТПНГП: «Тимано-Печорская провинция характеризуется большим разбросом коллекторских свойств, так в среднем пористость составляет 16 %, а проницаемость $155 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$. Для карбонатных коллекторов пористость составляет 13 % а проницаемость $208 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$. Для терригенных отложений пористость варьируется от низких значений до 11,5 %, проницаемость от низких значений до $15 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$. Максимальные значения по пористости 28 %, по проницаемости значения могут достигать до $4000 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ [86].

Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция обладает значительным потенциалом нефтегазоносности на северо-западе России. Существенный прирост запасов углеводородов, а также увеличение добычи в данном регионе можно добиться путем открытия новых месторождений, выявления продуктивных пластов в уже открытых месторождениях и площадях, использовании новых методов их эксплуатации и применении методов интенсификации добычи. Немаловажным аспектом для решения данных задач является заключается в эффективности геолого-геофизических методов поисков и разведки месторождений нефти и газа и точность параметров используемых для подсчета запасов [26].

Лабораторные исследования являются обязательной частью комплекса геологоразведочных работ на всех стадиях их проведения [26].

Подробное изучение физических свойств горных пород позволяет прогнозировать скопление углеводородов, оценивать ФЕС и выбирать более эффективные методы эксплуатации [26].

Для детальной характеристики отложений и выполнения литолого-петрографических, а также петрофизических исследований использовался керновый материал из месторождений севера ТПНГП, представленный следующими скважинами: № 4 ОЦ Восточно-Ламбешорского месторождения, скважина № 1 Восточно-Тэдинского месторождения, скважины: 101, 114, 123, 134 137 Тэдинского месторождения.

Литолого-петрографическое изучение свойств пород позволило уточнить основной структурно-генетический тип пород. Для проведения исследований

использовалось 265 шлифов.

Для изучения шлифов использовались поляризационные микроскопы: «ПОЛАМ» Р-111, «ПОЛАМ» Р-112, «ПОЛАМ» Р-211, «ПОЛАМ» С-111, Leika DMLP.

Петрофизические исследования в атмосферных условиях позволили определить значения коэффициента открытой пористости и коэффициента абсолютной газопроницаемости для образцов стандартного размера и для полноразмерного керна. Для исследования было использовано 2062 образца стандартного размера и 696 образцов полноразмерного керна.

Коэффициент открытой пористости на полноразмерном керне и образцах стандартного размера определялся при помощи порозиметра (газоволюметрический метод).

На основании статьи И. П. Гурбатовой и др. (2010): «Определение пористости газоволюметрическим методом основано на законе Бойля - Мариотта. Сущность метода заключается в определении объема твердой фазы образца и его внешнего объема. Пустотный объем определяется как разность между внешним объемом образца и объемом твердой фазы» [29].

Принципиальная схема порозиметра приведена на рисунке 3.1.

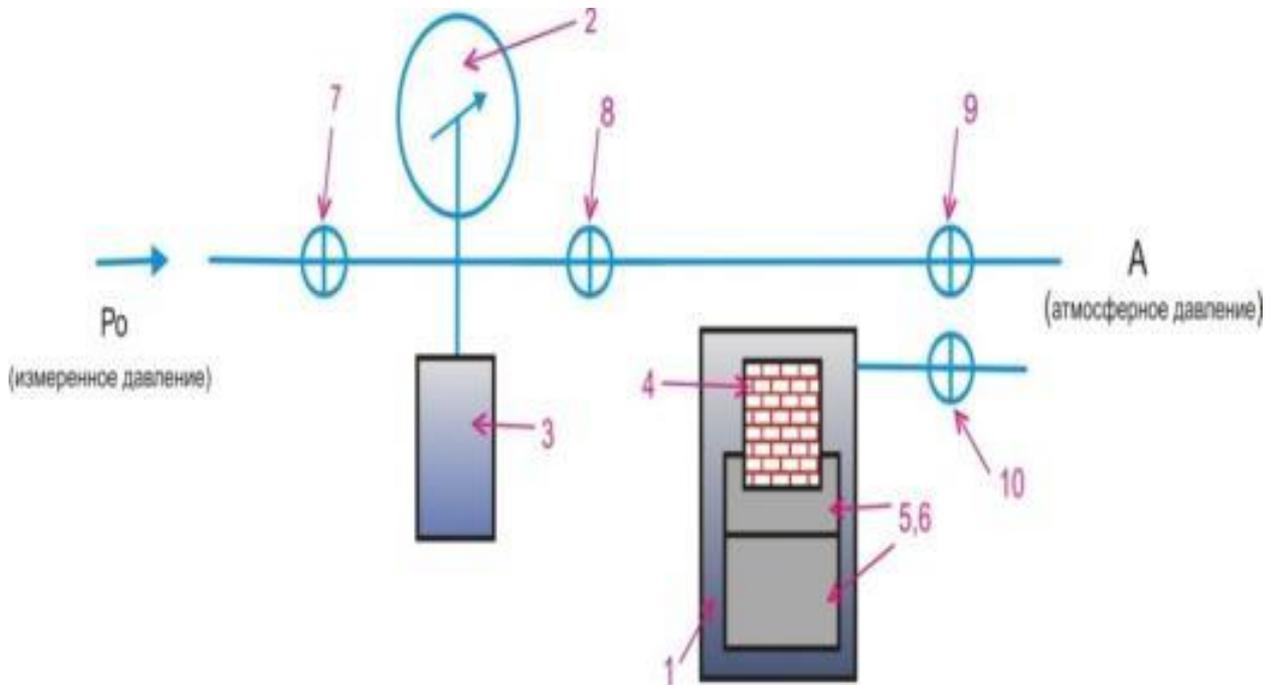


Рис. 3.1. Принципиальная схема порозиметра: 1 - кернодержатель; 2 - манометр; 3 - эталонная ячейка; 4 - образец горной породы; 5,6 - калибровочные плашки известного объема, применяемые для заполнения свободного пространства кернодержателя, а также для определения объема эталонной ячейки
3; 7, 8, 9,10 – клапаны

Объем твердой фазы образца рассчитывался по формуле (3.1):

$$V_{m\phi} = B + R \left(\frac{P_{OF}}{P_F} - \frac{P_{OS}}{P_S} \right), \quad (3.1)$$

где $V_{тф}$ - объем твердой фазы образца, см³;
 B - объем отсутствующей плашки, см³;
 R - эталонный объем ячейки, см³;
 P_{OF} - давление нагрузки, камера заполнена плашками, psi;
 P_F - конечное давление, камера заполнена плашками, psi;
 P_{OS} - давление нагрузки, в камере вместо плашки B находится образец, psi;
 P_S - конечное давление, в камере вместо плашки B находится образец,

psi.

Внешний объем образца вычислялся по формуле (3.2):

$$V_{обр.} = \frac{m_c - m_z}{\delta_{ж}}, \quad (3.2)$$

где $V_{обр}$ - внешний объем образца, см³;

m_c - масса сухого образца, г;

m_r - масса образца, погруженного в жидкость, г;

$\delta_{ж}$ - плотность рабочей жидкости, г/см³.

Коэффициент открытой пористости в процентах рассчитывался по формуле (3.3):

$$K_{п.} = \frac{V_{обр} - V_{мф}}{V_{обр}}, \quad (3.3)$$

Объемную плотность образца ($\delta_{п.}$), г/см³ рассчитывали по формуле (3.4):

$$\delta_{жс} = \frac{m_c}{V_{обр}}, \quad (3.4)$$

Коэффициент абсолютной газопроницаемости определялся методом стационарной фильтрации, с помощью пермеаметра, оснащенного несколькими кернодержателями Хасслера. На образцах полноразмерного керна проницаемость определялась как в вертикальном направлении, так и в горизонтальном, а на образцах стандартного размера только в вертикальном направлении. Принцип измерений аналогичен работе установки по определению абсолютной газопроницаемости для образцов керна стандартного размера по ГОСТ 26450.2-85 [30, 34].

Так же использовалась методика Американского нефтяного института, регламентирующая измерение проницаемости на полноразмерном керне методом стационарной фильтрации [128].

В состав установки входят газовый пермеаметр, башенка с 3-мя кернодержателями Хасслера, газовые баллоны и вакуум-насос. Конструкция установки позволяет измерять горизонтальную и вертикальную проницаемости образцов, схема направлений фильтрации газа приведена на рисунке 3.2.

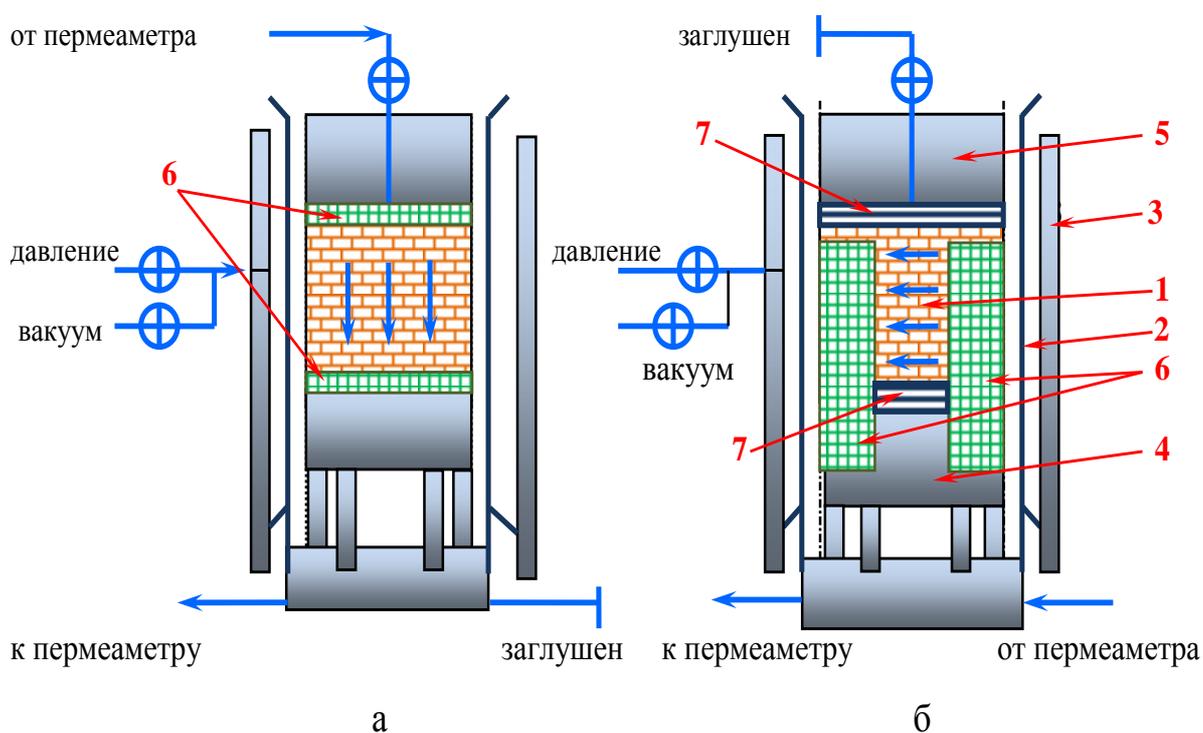


Рис. 3.2. Принципиальная схема кернодержателя Хасслера (а) - вертикальная проницаемость; (б) - горизонтальная проницаемость: 1 - образец полноразмерного керна; 2 - резиновая манжета; 3 - корпус; 4 - нижний плунжер; 5 - верхний плунжер; 6 - проницаемый экран; 7 - резиновая прокладка

Образцы керна загружали в кернодержатель Хасслера с помощью гидравлической системы. В кернодержателе боковая поверхность образца покрыта тонкостенной резиновой манжетой. Во время загрузки в манжете создается вакуум. Чтобы гарантировать отсутствие проскальзывания газа между образцом и манжетой во время измерений, пневматическая система создает боковое давление

сжатия в диапазоне 350-400 фунтов на квадратный дюйм (2,41-2,76 МПа). Проницаемость в горизонтальном направлении определяется в двух направлениях по максимальному значению и в перпендикулярном направлении (90^0).

Горизонтальная проницаемость измеряется в двух направлениях: одно в направлении ожидаемой максимальной проницаемости, другое под углом 90^0 от максимального. Направление, перпендикулярное плоскости стратификации, определяется как вертикальная проницаемость.

Проницаемые экраны различных конструкций используются для равномерного распределения потока газа через керн и от керна. Дисковые проницаемые экраны используются для измерения вертикальной проницаемости, вертикальные экраны используются определения горизонтальной проницаемости.

Коэффициент вертикальной газопроницаемости при стационарной фильтрации рассчитывался по формуле (3.5):

$$K_v = \frac{\mu * Q * 2P_a * 10^3}{\Delta P * (P_1 + P_2 + 2P_a)} + \frac{L}{F}, \quad (3.5)$$

где K_v - коэффициент вертикальной газопроницаемости, мД (миллидарси);

μ - динамическая вязкость газа, мПа·с (миллипаскаль-секунда);

Q - расход газа, прошедшего через образец, см³/с;

P_a - атмосферное давление, атм;

ΔP - перепад давления на образце между входом и выходом, атм;

P_1 - избыточное давление на входе в образец, атм;

P_2 - избыточное давление на выходе из образца, атм;

L - длина образца, см;

F – площадь поперечного сечения образца, см².

Коэффициент горизонтальной газопроницаемости при стационарной фильтрации рассчитывался по формуле (3.6):

$$K_2 = \frac{\mu * Q * 10^3}{\Delta P * L}, \quad (3.6)$$

где K_r - коэффициент горизонтальной газопроницаемости, мД (миллидарси);
 L - высота проницаемого экрана, см.

3.2. Литолого-петрографическая характеристика пород и результаты определения основных фильтрационно-емкостных свойств

Изучение емкостного пространства пород позволило выявить структуру, строение и с помощью результатов петрофизических анализов определить типы коллекторов.

Восточно-Тэдинское месторождение представлено керном из скважины № 1 в интервале 3295,25-3626,25 м.

Емкостное пространство изученного разреза определяется порами, реже кавернами выщелачивания. Коллекторскими свойствами обладают известняки микробиальные со сгустково-комковатой структурой с многочисленными фрагментами строматолитовых построек, биогенных желваков и обломков. Открытая пористость известняков по шлифам колеблется в пределах от 0 до 20 %. Поры и реже каверны, изолированные и сообщающиеся размером до 3,00 мм, изометричной, удлиненной и щелевидной формы. Пустоты распределяются неравномерно. Пустоты имеют генезис выщелачивания. Породы в разной степени трещиноваты и стилолитизированные.

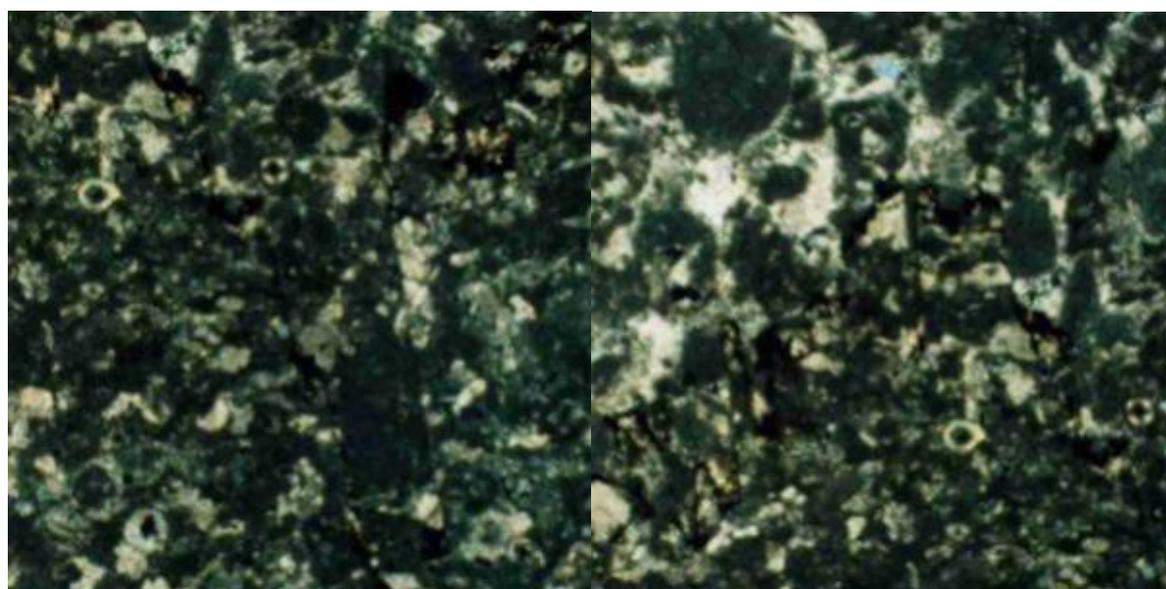
Открытые трещины характеризуются длиной до 5,00 мм, шириной до 0,03 мм. Пористость по петрофизическим данным в образцах стандартного размера составляет от 1,38 до 13,37 % (среднее значение 7,15 %), проницаемость колеблется от 0,01 до $342,90 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ (среднее значение $34,00 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$). На полноразмерном керне пористость составляет от 7,57 до 9,68 % (среднее 8,65 %), проницаемость пород меняется: горизонтальная от 6,73 до $17,65 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, а вертикальная от 4,33 до $13,94 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Коллекторами являются и строматолитовые известняки сирачойского горизонта. Пустоты неправильных форм, часто сообщающиеся по каналцам. Пустоты нередко полностью или

частично инкрустированы новообразованным кальцитом. Наблюдаются залеченные новообразованным кальцитом разнонаправленные трещины. Их пересекают редкие открытые волосяные трещинки.

Исходя из вышеотмеченного, можно предположить, что микробиальные известняки относятся к коллекторам V–VI класса трещинно-порового типа.

Тэдинское месторождение представлено керном из скважин № 101, 114, 123, 134, 137.

В результате проведенных исследований установлена литолого-петрографическая и петрофизическая характеристика верхнедевонских отложений в объеме фаменского яруса Тэдинского месторождения вскрытых скважиной № 101 и охарактеризованы керном в интервалах 3156,20-3165,27; 3180,00-3279,88; 3316,00 - 3351,80 м.



а

б

Рис. 3.3. (а) Фотография шлифа- увеличение 20х. Поляризованный свет. Известняк комковато-сгустковый; (б) Фотография шлифа - увеличение 40х. проходящий свет. Известняк комковато-сгустковый, образованный комками заполнения водорослевых трубок.

При изучении порового пространства в шлифах с использованием

результатов лабораторных исследований пористости и проницаемости в продуктивных отложениях скважины были выделены коллекторы с различными фильтрационно-емкостными свойствами (рис. 3.3.).

Залежь D_3fm (3156,74-3157,77 м) представлена низкоемкими микрозернистыми известняками с локальным развитием высокопористых разностей. Породы обладают следующими ФЕС:

- пористость 3,13- 15,51 %, средняя 9,23 %;
- проницаемость $0,68-33,05 \cdot 10^{-3}$ мкм², средняя $9,32 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Пласт $D_3fm-III$ (3182,95-3243,24 м) представлен неравномерным чередованием микрозернистых, сгустково-комковатых, комковатых и комковато-обломочных известняков:

- пористость 0,32- 23,17 %, средняя 9,41 %;
- проницаемость $<0,01 -2378,28 \cdot 10^{-3}$ мкм², средняя $80,30 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Эти породы относятся к низко-среднеемким коллекторам порового и трещинно-порового типа. В интервале глубин 3199,75-3208,90 м зафиксирован пласт высокопористых известняков, обладающих самым интенсивным нефтенасыщением во всем разрезе скважины.

Пласт $D_3fm-IIa$ (3244,54-3262,66 м) сложен высокопористыми комковато-обломочными и комковатыми известняками с прослоями слабопроницаемых сгустково-комковатых и перекристаллизованных известняков. Данный интервал характеризуется преобладанием пористо-кавернозных известняков со средними и высокими фильтрационно-емкостными свойствами:

- пористость 3,11-23,83 %, средняя 12,86 %;
- проницаемость $<0,01 -1864,93 \cdot 10^{-3}$ мкм², средняя $271,12 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Залежь D_3fm-II (3267,27-3279,77 м) представлена пеллоидными, сгустково-комковатыми, комковато-обломочными и строматолитоподобными известняками, которые относятся к коллекторам с низкими и средними фильтрационными и емкостными свойствами:

- пористость 3,37-14,85 %, средняя 8,41 %;
- проницаемость $0,08-530,59 \cdot 10^{-3}$ мкм², средняя $46,42 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Комковатые, комковато-обломочные и сгустково-комковатые известняки залежи D₃fm-I (3316,87-3351,60 м) относятся к коллекторам порового, порово-трещинного, трещинного, каверново-трещинного типа с низкими и средними емкостными и фильтрационными свойствами:

- пористость 0,65-19,84 %, средняя 7,59 %;
- проницаемость 0,01-2130,04*10⁻³ мкм², средняя 93,80*10⁻³ мкм².

Породы в разрезе в целом изотропны по проницаемости, анизотропия выражена лишь в трещиноватых микрозернистых известняках. Смачиваемость пород меняется с глубиной залегания. В верхней части залежи породы преимущественно гидрофобные и промежуточной смачиваемости, в нижней части промежуточной смачиваемости и гидрофильные. Остаточная водонасыщенность меняется в пределах 4,00-70,60 %, при среднем значении 27,29 %.

Различия фильтрационных и емкостных свойств продуктивных пород разреза объясняются особенностями первичной структуры известняков и неодинаковым воздействием вторичных процессов. Комковатые и комковато-обломочные известняки с благоприятной структурой порового пространства, как правило, обладают высокими значениями пористости и проницаемости. Однако процессы минерального заполнения пустот новообразованным кальцитом участками значительно уменьшили полезную емкость коллекторов.

Отложения девонской системы Тэдинского месторождения вскрыты скважиной 114 и охарактеризованы керном в интервале 3363,20-3509,88 м. Отложения слагаются пачкой карбонатных пород.

Отложения нефтенасыщенного пласта представлены, главным образом, известняками микрозернистыми с примесью органического детрита, известняками микробиальными с органическими остатками, с вторичной обломочной и сгустково-комковатой структурой, и характеризуются следующими фильтрационно-емкостными свойствами:

Отложения характеризуются следующими фильтрационно-емкостными свойствами кондиционных образцов:

- открытая пористость меняется в пределах 5,00 - 19,03 %, среднее значение 10,50 %;

- проницаемость: 0,91 - 1518,49 *10⁻³мкм², при среднем значении 83,29 *10⁻³мкм²;

- показатель смачиваемости меняется в пределах 0,22 - 0,97, среднее значение 0,57; остаточная водонасыщенность находится в пределах 4,6 - 53,8 %, среднее значение 20,18 %.

По скважине № 123 Тэдинского месторождения отложения представлены известняками, среди которых выделяются следующие литологические разновидности: известняки микробиально-детритовые цианобионтные с различными структурами (сгустково-комковатые, обломочные, онколитовые или желваковые, биогермные и их переходные разности) (рис. 3.4.), известняки полифитные, известняки оолитовые, известняки детрито-микритовые и микритовые и тонкослойчатые строматолитоподобные. Все разновидности микробиально-детритовых и полифитных известняков встречаются совместно и связаны переходными разностями.

Породы в разной степени перекристаллизованы, кальцитизированы, доломитизированы, стилолитизированы, трещиноватые и пористые или каверново-пористые.

В разрезе выделяются следующие залежи, охарактеризованные керном:

- залежь D3fm-III в интервале 3313,30 - 3375,00 м;

- залежь D3fm-IIIa в интервале 3380,40 - 3397,40 м;

- залежь D3fm-II в интервале 3402,70 - 3408,80 м;

- залежь D3fm-I в интервале 3457,00 - 3464,55 м;

Породы в выделенных залежах характеризуются следующими ФЕС:

- залежь D3fm-III:

- пористость: 0,56 - 17,69 %, среднее значение 8,42 %;

- проницаемость: <0,01 - 3847,25*10⁻³ мкм², среднее значение 51,35*10⁻³ мкм²;

- залежь D3fm-IIIa:

- пористость: 0,54 - 16,55 %, среднее значение 8,44 %;

- проницаемость: 0,01 - $252,26 \cdot 10^{-3}$ мкм², средняя $20,12 \cdot 10^{-3}$ мкм².

- залежь D3fm-III:

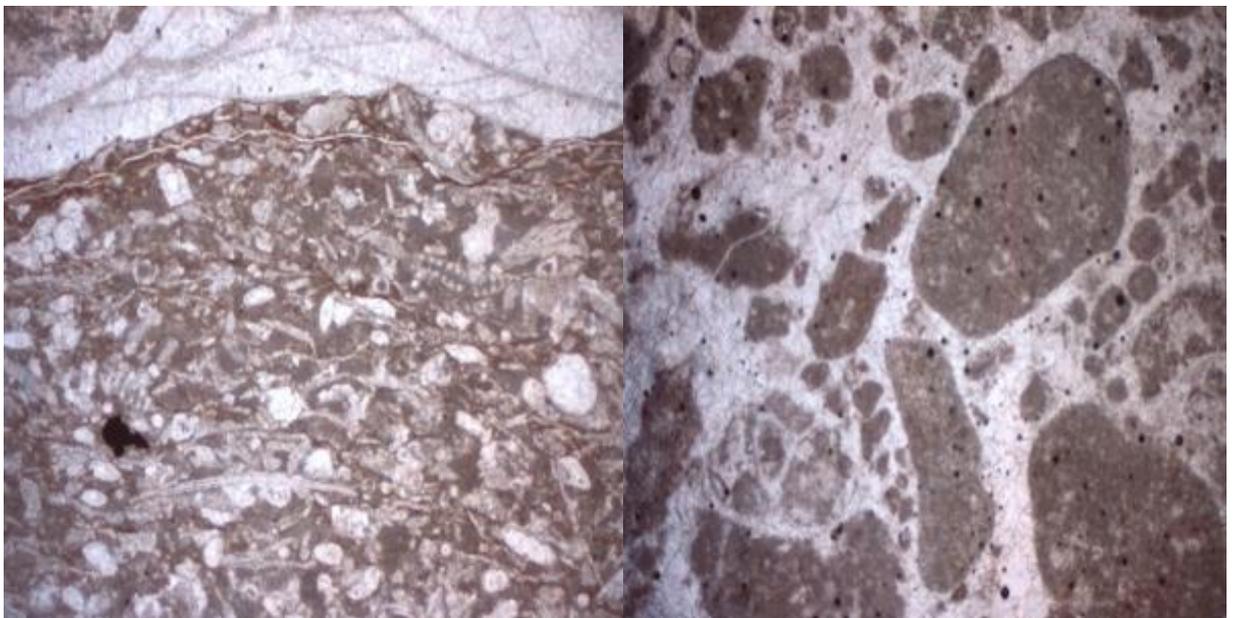
- пористость 4,92 - 8,89 %, среднее значение 7,16 %;

- проницаемость: 0,28 - $135,87 \cdot 10^{-3}$ мкм², среднее значение $23,48 \cdot 10^{-3}$ мкм².

- залежь D3fm- I:

- пористость 3,80 - 11,99%, среднее значение 7,05%;

- проницаемость: 0,01 - $37,08 \cdot 10^{-3}$ мкм², средняя $9,58 \cdot 10^{-3}$ мкм².



а

б

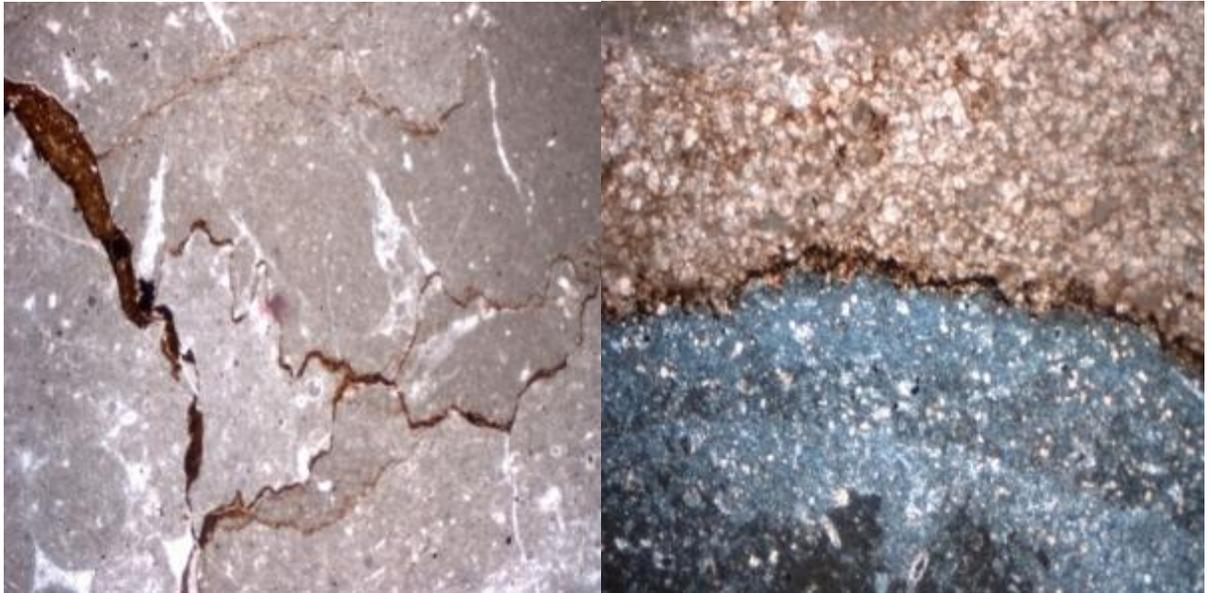
Рис. 3.4. (а) Фотография шлифа- увеличение 25х. Проходящий свет. Скопление органического детрита в микробиально-детритовом известняке; (б) Фотография шлифа - увеличение 25х. Проходящий свет. Известняк комковато-обломочный.

На основании результатов исследований, отложения, представленные известняками полифитными и микробиально-детритовыми цианобионтными со сгусково-комковато-обломочной, обломочной, желваковой или онколитовой и

биогермной структурами и их переходными разностями, обладающими достаточно хорошими ФЕС, отнесены к разномасштабным породам-коллекторам, среди которых преобладающим является поровый тип. В меньшей степени развит каверново-поровый и смешанный трещинно-поровый или трещинно-каверново-поровый тип.

В результате проведенных исследований установлена литолого-петрографическая и петрофизическая характеристика отложений по скважине 134 Тэдинского месторождения в интервале 3414,00-3591,00 м. Породы в изученном разрезе неоднородны по своим фильтрационно-емкостным свойствам. Согласно макроописанию, нефтенасыщение пород неравномерное. Преобладающая форма проявления битуминозно-органического вещества (БОВ) в породах – слабая пропитка в виде неясно выраженных пятен (цвет породы на этих участках серо-коричневый, коричневый). Темно-коричневый, черный битум заполняет межзерновые поры перекристаллизации и доломитизации, отмечается в виде примазок по стенкам пустот, пигментирует глинистое вещество стилолитов и стилолитоподобных трещин, выполняет их разделительные пленки, сорбируется в различные прожилки, заполняет поры выщелачивания.

Стилолиты отмечаются повсеместно, но плотность их различная, являются ослабленными зонами в породах (рис. 3.5.). Вблизи стилолитов усиливается развитие вторичных процессов, в том числе процессы растворения форменных элементов и в ряде случаев выщелачивания вещества, заполняющего разделительную пленку. По ним нередко проходят открытые трещины, которые можно рассматривать как дополнительные пути фильтрации жидких и газообразных углеводородов. Парастилолиты и стилолиты бугорчатого, зубчатого, столбчатого, зубчато-столбчатого типа разветвленные и взаимопересекающиеся субгоризонтальные и кольцевые (нередко оконтуривают детрит).



а

б

Рис. 3.5. (а) Фотография шлифа - увеличение 25х. Проходящий свет. Стилолиты зубчато-бугорчатого типа заполнены глинисто-битуминозным материалом; (б) Фотография шлифа - увеличение 25х. Поляризованный свет. Зона окремнения, подчеркнутая стилолитом, в микробиально-детритовом известняке неравномерно доломитизированном.

Все породы в той или иной степени трещиноваты. Встречаются как минеральные, так и открытые трещины.

Открытые и сомкнутые трещины многочисленные протяженные и короткие различного направления шириной 0,01-0,02 мм. Отмечается значительное количество вертикальных и субвертикальных трещин. Нередко открытые трещины приурочены к стилолитам (повторяют их конфигурацию), секут форменные элементы, минеральные трещины. По трещинам в керне отмечаются выпоты нефти. На стенках трещин встречается битум и капли нефти. Следы миграции БОВ на стенках трещин, в том числе и залеченных, свидетельствуют, что они участвуют в ФЕС породы, играя роль фильтрационных каналов. Встреченные в верхней части изученного разреза микрозернистые известняки с примесью органического детрита, строматолитоподобные, в целом не являются коллекторами. В шлифах фиксируются мелкие (0,02-0,24 мм., единичные до 0,64 мм.) немногочисленные

поры выщелачивания, развивающиеся на участках новообразованного кальцита, по органическим остаткам, по ходу открытых трещин и в минеральных трещинах. Количество пор в шлифах 0-2 %. В керне фиксируются единичные каверны размером до 3,0мм по удлинению. Соответствующие им результаты пористости по данным петрофизических анализов составляют от 0,83% до 9,16 %, а проницаемость $<0,01-40,75 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$. В образцах полноразмерного керна пористость 0,81-8,88%, горизонтальная проницаемость $0,11-50,68 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$, вертикальная проницаемость $0,02-49,03 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$.

Открытая пористость по шлифам варьируется от 0% до 15-20 %. Соответствующие им результаты пористости по данным петрофизических анализов составляют 0,44-15,83 %, а проницаемости $<0,01-341,58 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$, единичное значение $1949,27 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$. В образцах полноразмерного керна пористость 0,38-15,58 %, горизонтальная проницаемость от $0,03 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$ до $539,59 \cdot 10^3 \text{мкм}^2$, вертикальная $<0,01-227,04 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$. На основании полученных данных, можно предположить, что данные породы можно отнести к коллекторам VI-V класса с низкой и средней полезной емкостью и фильтрационными свойствами по классификации карбонатных коллекторов Багринцевой К.И. [3, 4, 5]. Тип коллектора преимущественно поровый. В значительно меньшей степени развит каверново-поровый и смешанный тип – трещинно-поровый и/или трещинно-каверново-поровый.

В результате проведенных исследований установлена литолого-петрографическая и петрофизическая характеристика пород по скважине 137 Тэдинского месторождения в интервале 3203,28-3357,80 м. В верхней части разреза карбонатная толща сложена микритовыми (микрозернистыми) известняками с пятнистыми скоплениями органических остатков разной размерности и ниже лежащими строматолитоподобными тонкослойчатыми разностями. В самой большой по мощности средней части выделяются обломочные (известковистые песчаники и гравелито-песчаники), желваковые, онколитовые известняки и их переходные разности, в подчиненном количестве, биогермные, микробиальные и прослоями микритовые с вторичной сгустково-комковатой структурой и

полифитные. Нижняя часть разреза сложена биокластово-микробиально-микритовыми и микробиально-детритовыми известняками со вторичной сгустково-комковатой структурой, в том числе и сферово-узорчатые, обломочные (известковистые алеволито-песчаники, песчаники, гравелито-песчаники).

Общая карбонатность пород варьирует в пределах 92,1 - 99,9 %, среднее значение 97,4 %. Содержание кальцита: 34,3 - 99,9 %, среднее 92,4%. Содержание доломита: 0,0 - 61,8 %, среднее 5,0 %.

Породы в выделенных залежах характеризуются следующими ФЕС:

- залежь D₃fm-III:

- пористость: 0,32 - 21,05 %, среднее значение 8,37 %;

- проницаемость: <0,01 - 978,22*10⁻³ мкм², среднее значение 40,32*10⁻³ мкм².

- залежь D₃fm-IIIa:

- пористость: 1,78 - 16,69 %, среднее значение 8,93 %;

- проницаемость: 0,09 - 75,43*10⁻³ мкм², средняя 14,19*10⁻³ мкм².

- залежь D₃fm- II:

- пористость: 3,45 - 13,62 %, среднее значение 8,11 %;

- проницаемость: 0,01 - 225,47*10⁻³ мкм², среднее значение 26,09*10⁻³ мкм².

- залежь D₃fm- I:

- пористость 1,59 - 23,95 %, среднее значение 9,27 %;

- проницаемость: <0,01 - 10104,49*10⁻³ мкм², средняя 315,48*10⁻³ мкм².

Породы в разрезе в целом изотропны по проницаемости, анизотропия выражена лишь в трещинных микрозернистых известняках. Установлено существенное различие смачиваемости продуктивных пород, что объясняется сложной структурой порового пространства. Остаточная водонасыщенность меняется в пределах 5,7-71,5 % при среднем значении 25,2 %.

Лучшими коллекторскими свойствами характеризуются известняки микробиально-детритовые с вторичной сгустково-комковатой структурой, обломочные, желваковые и онколитовые и их переходные разновидности, а также

биогермные. В данных породах уплотнение проявлено в меньшей степени, чем в известняках микритовых. Они в большей степени подверглись вторичным изменениям: перекристаллизации, выщелачиванию и кальцитизации. Существенное влияние на ФЕС пород изучаемого разреза оказали эпигенетическая кальцитизация и залечивание пор, а также выщелачивание. Перекристаллизация, доломитизация, окремнение и пиритизация существенного влияния не оказали. На основании результатов проведенных исследований, можно предположить, что изученные литотипы, обладающими достаточно хорошими ФЕС, являются разномемными породами-коллекторами трещинно-порово-кавернового, локально – порового и каверново-порового типа.

Восточно - Ламбешорское месторождения представлено керном из скважины № 4 ОЦ в интервале 2295,00-3822,30 м. В разрезе скважины изучены отложения верхнего девона ((D₃fm₁(zd)). Тип разреза карбонатный.

В изученном разрезе, представленных известняками микробиально-детритовыми (рис. 3.6.), локально доломитизированными, неравномерно пигментированными битуминозно-органическим веществом (БОВ) пористость по шлифам 0-20. Пористость по данным петрофизических анализов от 0,47 % до 20,06 %, а проницаемости 0,001-450,80 (в единичных случаях 1072,33)*10⁻³мкм².

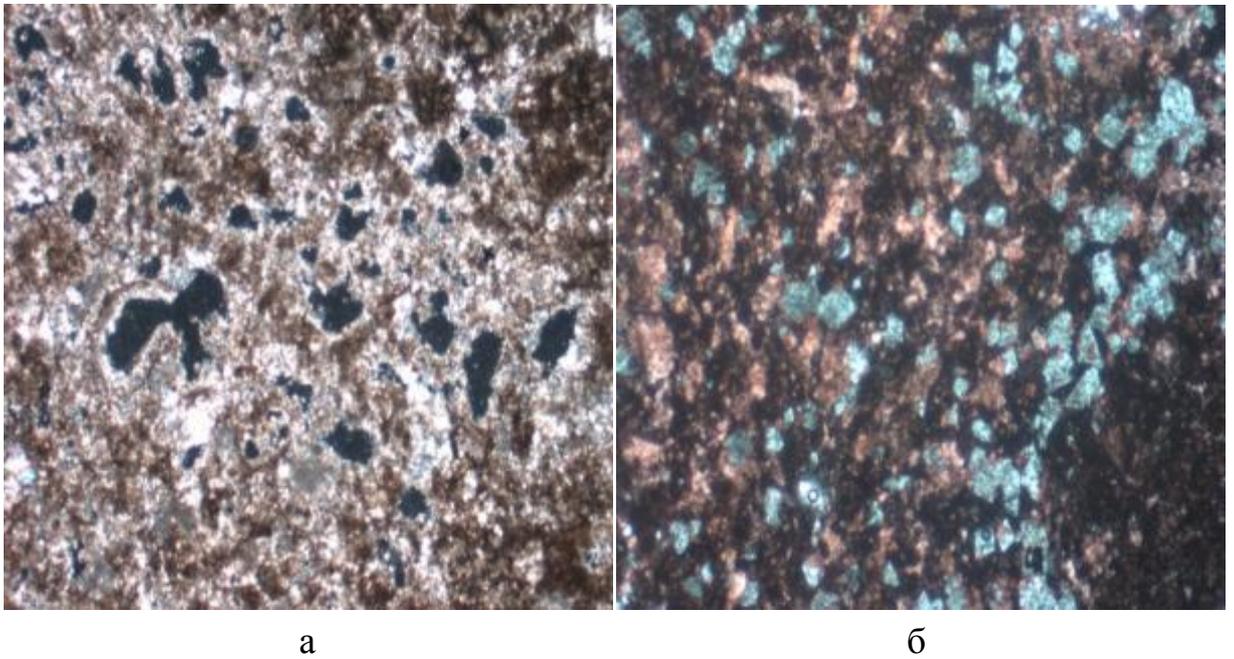


Рис. 3.6. (а) Фотография шлифа- увеличение 25х. Поляризованный свет. Известняк микробиально-детритовый с примесью доломита, пористый, пигментированный БОВ. Видны открытые пустоты; (б) Фотография шлифа- увеличение 25х. Проходящий свет. Известняк микробиально-детритовый с примесью доломита, пористый, пигментированный БОВ. На фоне прокрашенного ализарином красным кальцита выделяются кристаллы доломита.

В больших цилиндрах пористость 1,75-16,40 %, проницаемость пород меняется: горизонтальная $0,03-293,46 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$, и вертикальная $<0,01-259,43 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$ (в единичных случаях до $573,65 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$).

Исходя из вышеизложенного, известняк следует считать пористым, неровным и неравномерно проницаемым. Наблюдая определенную дисперсию значений пористости и проницаемости, можно предположить, что в данных отложениях коллекторов наличие пористого и кавернозного типа с низкой полезной емкостью и низкими фильтрационными свойствами.

Статистический анализ ФЕС, выполненный по указанным месторождениям, показал различия в их средних значениях, определенных на образцах стандартного размера и полноразмерном керне. При анализе использовались следующие характеристики: $K_{\text{прг}}$ - коэффициент проницаемости по газу и $K_{\text{п}}$ - коэффициент

открытой пористости. Наибольшее различие в ФЕС отмечено для карбонатных отложений D₃fm Тэдинского месторождения. Различие в ФЕС отмечено для карбонатных отложений D₃fm Тэдинского месторождения. Отложения представлены известняками микробиаально-детритовыми с вторичной сгустково-комковатой структурой, обломочными (таблица 3.1).

Таблица 3.1

Результаты определения основных фильтрационно-емкостных свойств, литолого-петрографических исследований и статистического анализа

Месторождение	Породы	Тип коллектора	Пористость, %		Критерии К _п : t - числитель p - знаменатель	Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²		Критерии К _{пр} : t - числитель p - знаменатель
			станд.	полн.		станд.	полн.	
Восточно-Ламбейшорское	Известняк	Поровый, каверно-поровый	0,4 - 20,0	1,7- 16,4	$\frac{0,33431}{0,000002}$	0- 450,8	0-259,4	$\frac{-4,85027}{0,007382}$
Тэдинское	Известняк	Поровый, каверно-поровый	0,2- 23,95	0,2- 22,6	$\frac{-4,58893}{0,000005}$	0- 3847,3	0- 1147,3	$\frac{3,00633}{0,002676}$

T-критерий подтверждает статистически значимое различие параметров по полноразмерным и стандартным образцам керна, что является проявлением масштабного эффекта. На основе проведенных литолого-петрографических исследований можно сделать вывод о том, что масштабный эффект для Тэдинского и Восточно-Ламбейшорского месторождений связан с различным генезисом отложений и их составом.

На примере Тэдинского месторождения наблюдается проявление масштабного эффекта, данные коллектора можно отнести к сложнопостроенным (таблица 3.1). Как видно из рисунка 3.7., корреляционные поля по двум выборкам перекрываются, однако точки по образцам стандартного размера имеют большой разброс.

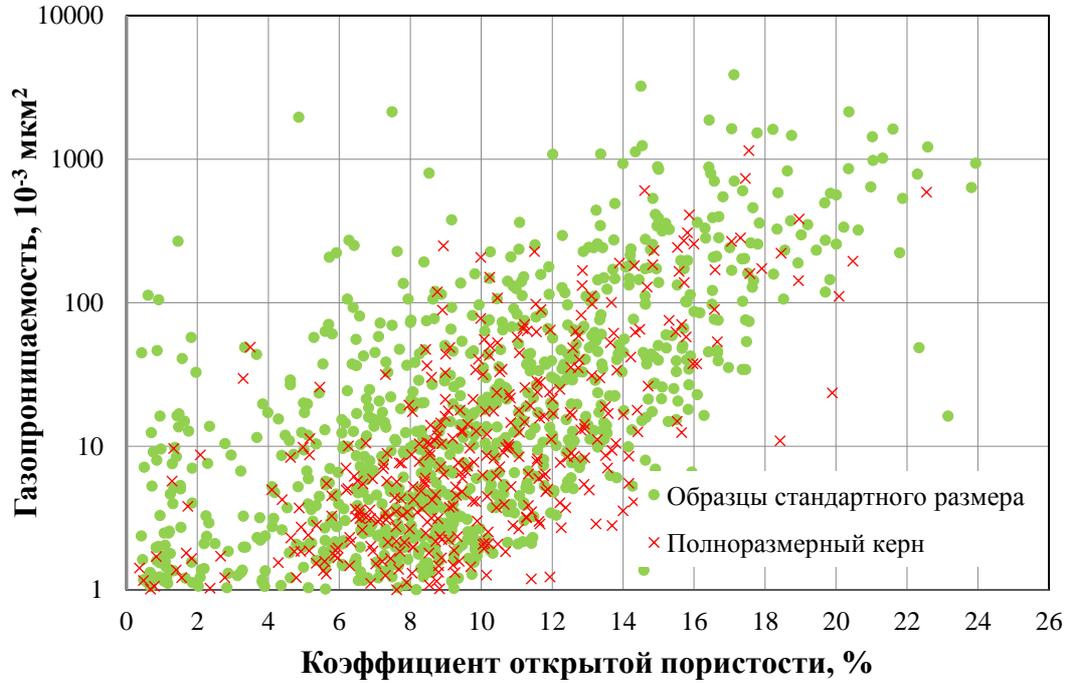


Рис. 3.7. Зависимость газопроницаемости от пористости

ВЫВОДЫ К ГЛАВЕ 3

Для того что бы повысить информативность анализов возникает необходимость совершенствования методов исследования и более детального изучения масштабного эффекта в широком диапазоне, в зависимости от изменения структуры порового пространства, что требует разработки новых методов оценки масштабного эффекта и разработки методики выбора представительной коллекции образцов.

4. РАЗРАБОТКА МЕТОДИЧЕСКИХ РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ВЫБОРУ ПРЕДСТАВИТЕЛЬНОЙ КОЛЛЕКЦИИ ОБРАЗЦОВ ДЛЯ ФИЗИКО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

4.1. Сопоставление результатов определения основных фильтрационно-емкостных свойств

Одной из основных проблем при проведении физико-гидродинамических исследований на керновом материале является подбор представительной коллекции образцов. Коллекция образцов должна максимально точно отражать физико-гидродинамические процессы для изучаемого пласта. Для сложнопостроенных карбонатных коллекторов особенно важным является охватить максимальный диапазон изменения фильтрационно-емкостных свойств. Оценить не только процессы, проходящие в матрице породы, но и каверно-трещиноватую составляющую породы. Методологические вопросы до конца не проработаны, таким образом, изучая резервуар конкретного месторождения, ставится задача разработать методику по выбору представительной коллекции образцов для проведения физико-гидродинамических исследований. Следовательно, используя полученную информацию по коэффициенту вытеснения нефти водой с достаточной степенью достоверности, можно оценить запасы и получить наиболее точно коэффициент извлечения нефти.

Для разработки методических рекомендаций по выбору представительной коллекции образцов при проведении физико-гидродинамических исследований использовалось 2075 образцов керна (1532 образца стандартного размера и 543 образцов полноразмерного керна), отобранных из шести скважин, приуроченных к объекту D_{3fm} Тэдинского месторождения (рис. 3.7.).

На первом этапе рассчитана накопленная корреляция между коэффициентом открытой пористости и коэффициентом газопроницаемости по всей выборке образцов. Построены графики корреляции отдельно для образцов стандартного размера и полноразмерного керна (рис. 4.1.). Графики накопленной корреляции

характеризуют взаимосвязь коэффициента открытой пористости и газопроницаемости в разных диапазонах пористости. Разрывы, перерывы и кривизна на графиках для полноразмерных образцов и образцов стандартного размера отражают изменение структуры порового пространства в разных диапазонах. Площадь между графиками образцов стандартного размера и полноразмерным керном является мерой масштабного эффекта во всем диапазоне ФЕС изучаемого месторождения. Расстояние между отдельными точками графика в узком значении коэффициента проницаемости по газу количественно характеризует масштабный эффект данного диапазона. Подобные меры учета масштабного эффекта предлагаются впервые. Так же используя данный график можно оценить граничные значения независимо от расчетных и использовать для оценки запасов и выделения коллекторов.



Рис. 4.1. График изменения коэффициента корреляции

Рассмотрим более подробно изменение угла наклона и другие эффекты на графиках накопительной корреляции. На графике выделена зона 1, в которой не может быть эффективного пустотного пространства, повышенное значение коэффициента проницаемости вызвано трещинами техногенного происхождения образовавшихся при изготовлении образцов. Это подтверждается отсутствием

корреляционных связей - образцы располагаются не линейно. По графику, можно четко выделить граничные значения, которые согласуются с расчетными значениями, взятыми на основании использования корреляционных связей проницаемости с открытой пористостью. Таким образом, используя данный подход, возможно, независимо определить граничные значения для оценки запасов и выделения коллекторов. В интервале пористости от 5 до 15 % (зона 2-3) прослеживается рост значений накопленной корреляции для обоих графиков, но для полноразмерного керна в интервале значения пористости 9 % отмечен резкий подъем, а также разрыв, вызванный значительным вкладом трещин в эффективное поровое пространство (зона 2). Далее происходит падение и выполаживание графика накопленной корреляции, обусловленное участием в большей степени каверн, пор в пустотном пространстве. График накопленной корреляции по полноразмерному керну демонстрирует более тесную связь с пористостью, но после значения пористости более 15 % наблюдается разрыв и резкий рост, что обусловлено преобладающей ролью открытых пор в проницаемости и пористости - это говорит о достоверности и информативности полученных данных (зона 4). Разрывы графика накопленной корреляции по полноразмерному керну четко отбивают и фиксируют границы разделения по типам коллектора в представленном разрезе. По образцам стандартного размера данный эффект проявляется не четко и о нем можно судить лишь по изменению угла наклона. Кривая по полноразмерному керну расположена выше, а по образцам стандартного размера ниже, что демонстрирует масштабный эффект. В целом можно сделать вывод о том, что для оценки резервуара в сложнопостроенных коллекторах наиболее представительным является полноразмерный керн, а образцы стандартного размера следует использовать для определения граничных значений.

На втором этапе проведено сопоставление результатов определения коэффициента открытой пористости и абсолютной газопроницаемости (рис. 4.2.). Соотношение открытой пористости и абсолютной газопроницаемости четко подчеркивает различный характер взаимосвязи между данными параметрами для сложнопостроенных карбонатных коллекторов с различными типами пустотного

пространства [29].

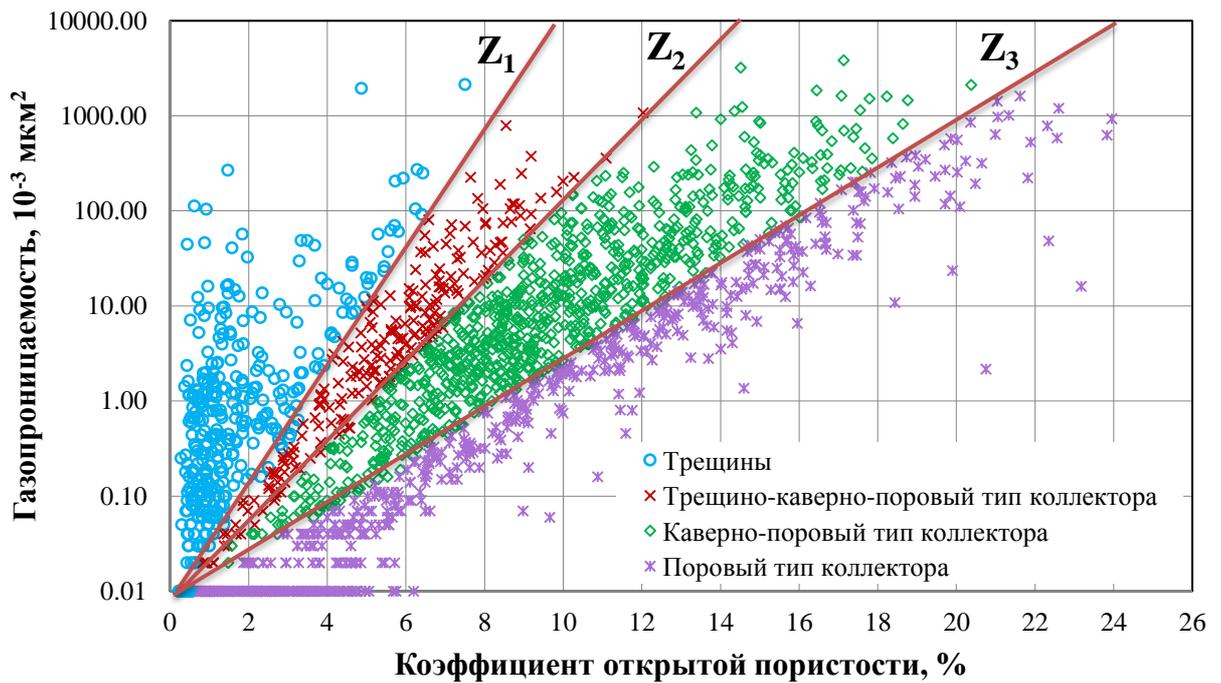


Рис. 4.2. Зависимость газопроницаемости от пористости с разделением образцов по типу коллекторов

Основным критерием, определяющим тип коллектора, является способность породы пропускать через себя флюид, т.е. проницаемость [13]. Экспериментально, на основе методических рекомендаций по подсчету запасов, вся выборка, в зависимости от того, по каким пустотам преобладает фильтрация флюида, была разделена на четыре группы:

1) Трещины - преобладающая роль микротрещин в проницаемости и пористости, а также в данной группе в отдельной зоне не может быть эффективного пустотного пространства, повышенное значение коэффициента проницаемости вызвано трещинами техногенного происхождения образовавшихся при транспортировке ядерного материала и изготовлении образцов.

2) Трещинно-порово-каверновый коллектор - породы с более сложным типом пустотного пространства за счет интенсивной кавернозности и трещиноватости

(если каверн не очень много, или мелкие, то тип коллектора трещинно-каверново-поровый);

3) Каверново-поровый коллектор - преобладающая роль поровых каналов в проницаемости и пористости и дополнительное увеличение их за счет каверн. Сюда вошли образцы с поровым и крупно-поровым типом пустотного пространства и образцы с единичными или мелкими кавернами;

4-) Поровый коллектор - преобладающая роль открытых пор в проницаемости и пористости [29, 58].

Статистический анализ по распределению коэффициента открытой пористости для 4-х выборок, соответствующим разделению, представленному на рисунке 4.1., отдельно для образцов стандартного размера и для полноразмерного керна показывает схожую картину распределения (рис. 4.3. - 4.4.). Однако они отличаются по максимальным значениям: для полноразмерного керна максимальное значение 9 %, а для образцов стандартного размера - 6 %. Это говорит о том, что значения по пористости более достоверно на полноразмерном керне, а на образцах стандартного размера это значение занижено, что подтверждает наличие масштабного эффекта. В интервале пористости от 0 до 5 % представлены выборки для всех групп коллектора, где диапазоны перекрываются, как для образцов стандартного размера, так и для полноразмерного керна. С 5 % до 15 % наблюдается увеличение доли выборки групп 3 и 4 вызванным вкладом образцов за счет интенсивной кавернозности и увеличением доли образцов из порового типа коллектора, но для полноразмерного керна распределение ближе к нормальному, чем по образцам стандартного размера. Выше значения пористости 15 % количество образцов снижается по обоим выборкам. Для полноразмерного керна после значения 18 %, доля образцов из выборок 3-4, уменьшается значительно.

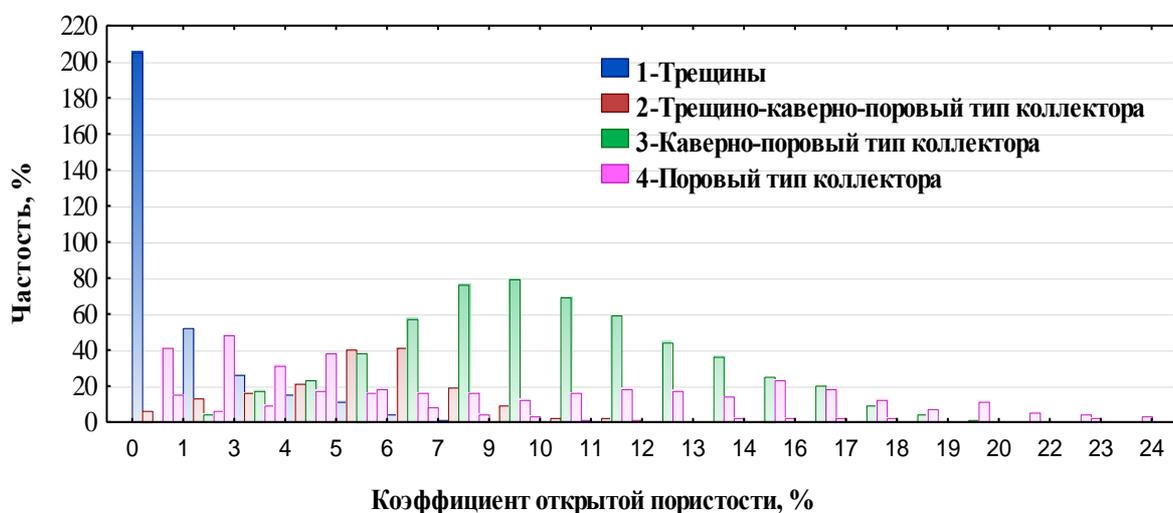


Рис. 4.3. Распределение коэффициента открытой пористости для образцов стандартного размера

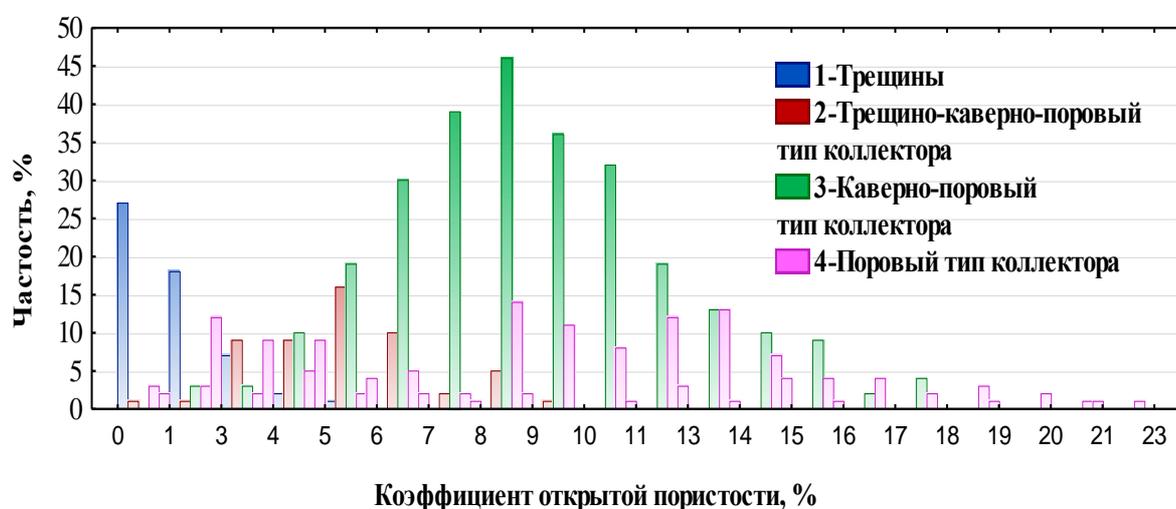


Рис. 4.4. Распределение коэффициента открытой пористости для полноразмерного керна

4.2. Обоснование выбора представительной коллекции образцов для физико-гидродинамических исследований для объекта D_{3fm} Тэдинского месторождения

На основе полученных данных построены линейно дискриминантные функции (ЛДФ), которые позволяют разделять пространство корреляционного поля по группам с качеством классификации от 92 % до 94 %. Все полученные ЛДФ

- статистически значимы. Они могут быть использованы для классификации образцов в будущем, а их статистическая значимость подтверждает экспериментальное разделение на группы.

ЛДФ для объекта D_{3fm} Тэдинского месторождения имеют следующий вид:

$$Z_1=0,919*(K_n)-0,907*(\log_{10}(K_{\text{прг}}))-2,803, \quad (4.1)$$

$$\text{clas}=92\%;F_p/F_t=215,94, p<0,00001,$$

$$Z_2=0,773*(K_n)-2,066*(\log_{10}(K_{\text{прг}}))-5,043, \quad (4.2)$$

$$\text{clas}=93\%;F_p/F_t=244,88, p<0,00001,$$

$$Z_3=0,776*(K_n)-2,940*(\log_{10}(K_{\text{прг}}))-5,455, \quad (4.3)$$

$$\text{clas}=94\%;F_p/F_t=355,63, p<0,00001,$$

где clas - процент правильной классификации;

F_p/F_t - отношение расчетного и теоретического критерия Фишера; p - уровень значимости.

ЛДФ Z_1 и Z_3 позволяют ограничить зону возможного отбора представительной коллекции образцов для объекта D_{3fm} Тэдинского месторождения (рис. 4.2.).

Применив данный подход можно выделить 4 зоны (рис. 4.5.), которые наиболее корректно отражают физико-гидродинамическую картину пласта: 1) не представлена образцами, рекомендуемыми к отбору (сведена к минимуму по граничному значению пористости); 2-3) представлена смешанными образцами стандартного размера и полноразмерный керн; 4) представлена только полноразмерным керном

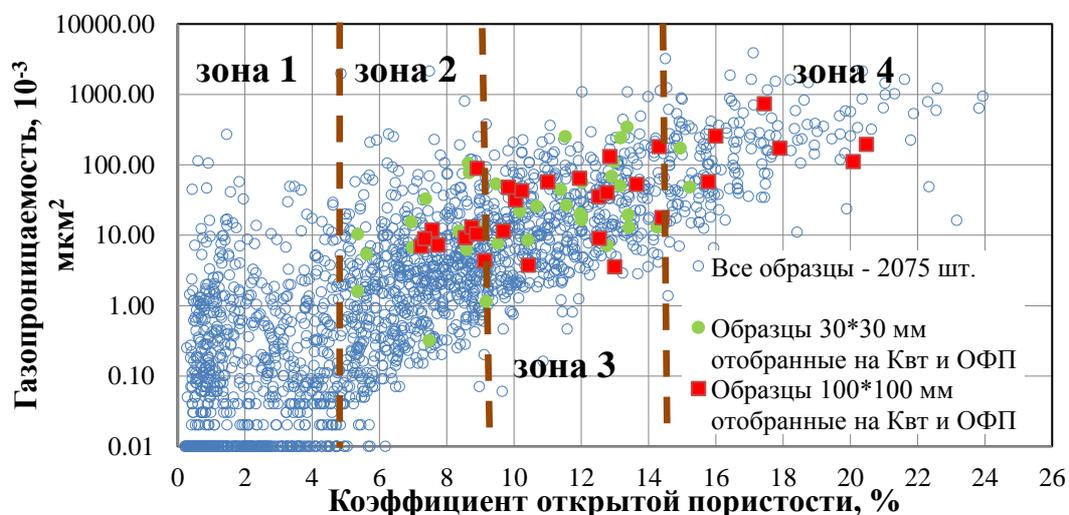


Рисунок 4.5. Зависимость газопроницаемости от пористости

ВЫВОДЫ К ГЛАВЕ 4

В результате выполненных исследований были научно обоснованы методические рекомендации по выбору представительной коллекции образцов для проведения физико-гидродинамических исследований.

Путем сопоставления графиков накопленной корреляции по соотношению коэффициентов проницаемости и пористости впервые предложена, и описана количественная мера масштабного эффекта для полноразмерных и стандартных образцов керна.

Таким образом, на основе проведенного линейного дискриминантного анализа была решена практическая задача разделения по типам коллектора для продуктивных отложений объекта D_{3fm} Тэдинского месторождения.

Впервые предложено разделение пространства на зоны с учетом структуры порового пространства и масштабного эффекта при выборе образцов керна для фильтрационных исследований, которые будут наиболее корректно отражать физико-гидродинамическую картину пласта, а результаты будут использоваться при подсчете запасов и в проектно-технической документации.

5. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ФИЗИКО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДЛЯ ОБЪЕКТА D_{3fm} ТЭДИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

5.1. Экспериментальные исследования по определению коэффициента вытеснения нефти водой и относительных фазовых проницаемостей

Одними из наиболее важных показателей при расчете извлекаемых запасов и контроле за разработкой нефтяных месторождений являются коэффициент вытеснения нефти водой и относительная фазовая проницаемость [27, 30]. По мнению авторов работ В.М. Добрынина и др. (2004): «Полученные значения данных параметров в лабораторных условиях при моделировании термодинамических условий на керне из продуктивных интервалов наиболее достоверно отражают физико-гидродинамическую картину процессов, происходящих в пласте» [38].

Числовые показатели и функций ОФП, используют для решения значительного числа геологических полевых и задач. Данные по фазовой проницаемости важны и необходимы при технико-экономическом обосновании КИН, подсчете запасов, промышленной оценке переходных нефтегазоносных зон пластов, для расчета технологических показателей разработки, при выборе оптимальных методов интенсификации добычи, при мониторинге разработки месторождений [17,30, 38].

Коэффициент вытеснения нефти водой - это отношение объема нефти, вытесненного из образца водой по отношению к начальному объему нефти находящийся в образце.

Результаты лабораторных исследований применяются в подсчете запасов, составлении технологических схем проектирования и анализа разработки нефтяных месторождений с применением разнообразных систем заводнения, расчете коэффициент нефтеотдачи.

Коэффициент нефтеотдачи:

$$\eta = \eta_{\text{охв}} * \beta_{\text{выт}} * \eta_{\text{вскр}}, \quad (5.1)$$

где $\beta_{\text{выт}}$ - коэффициент вытеснения нефти водой из образцов пород в лабораторных опытах;

$\eta_{\text{охв}}$ - коэффициент, учитывающий полноту охвата воздействия на пласт;

$\eta_{\text{вскр}}$ - коэффициент, учитывающий вскрытие всех пластов, линз и прослоев эксплуатационного объекта [38].

В настоящее время на территории Российской Федерации исследования в лабораторных условиях для определения коэффициента вытеснения нефти водой и фазовых проницаемостей проводят согласно ОСТ 39-195-86 «Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях» и ОСТ 39-235-89 «Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации» [65, 67].

Данные регламентирующие документы распространяются только на образцы стандартного размера и на составные модели, состоящие из образцов стандартного размера [10, 88, 91].

В сложнопостроенных коллекторах размеры пустот (каверн, трещин) сопоставимы с размерами образцов стандартного размера и большую роль имеет представительность изучаемого керна [1, 8, 14, 19, 20].

По данным публикации И.П. Гурбатовой и др. (2010), книги И.П. Гурбатовой и др. (2017): «Если сравнивать объемы образца стандартного размера и полноразмерный керн, они составляют приблизительно $20,9 \text{ см}^3$ и $785,4 \text{ см}^3$. Таким образом, объем полноразмерного образца диаметром 100 мм соответственно в 37,5 раза превышает объем образца стандартного размера, а репрезентативность полученных результатов значительно выше [29, 31]. Поэтому при изучении сложных коллекторов не совсем корректно использовать образцы стандартного размера изготовленных из колонки полноразмерного керна с сохраненным

диаметром бурения, поскольку образцы стандартного размера не полностью отражают структуру порового пространства, а только матрицу породы [29, 31]. Лабораторные исследования сложнопостроенных коллекторов с большим разбросом фильтрационно-емкостных свойств по разрезу (трещинно-каверно-поровый коллектор) следует проводить на образцах наибольших геометрических размеров» [29, 31].

В работе исследования были проведены на образцах карбонатных отложений для объекта D_{3fm} Тэдинского месторождения, так как структура пустотного пространства карбонатов более показательна, и характеризуется в сложнопостроенных коллекторах кавернами, трещинами. Кроме того, в терригенных отложениях в меньшей степени выражена анизотропия фильтрационно-емкостных свойств. Структура пустотного пространства терригенных отложений преимущественно определяется морфологическими и вещественными особенностями строения породы.

После анализа результатов определения ФЕС в атмосферных условиях и выделения зон, рекомендуемых для отбора образцов и статистического анализа сделана выборка из 30 образцов полноразмерного керна и 38 образцов стандартного размера для проведения на них экспериментов по определению основных физико-гидродинамических показателей (коэффициент вытеснения нефти водой, относительные фазовые проницаемости). Фотография образца керна с сохранённым диаметром 100*100 мм и образца стандартного размера 30*30 мм отобранных из изучаемого месторождения представлены на рисунке 5.1.



Рис. 5.1. Образцы изучаемого объекта

Определение физико-гидродинамических показателей выполнялось согласно [33, 66, 67]. Поточные исследования проводились на фильтрационной установке (рис. 5.2.).



Рис. 5.2. Фильтрационная установка УИК- 5 (7)

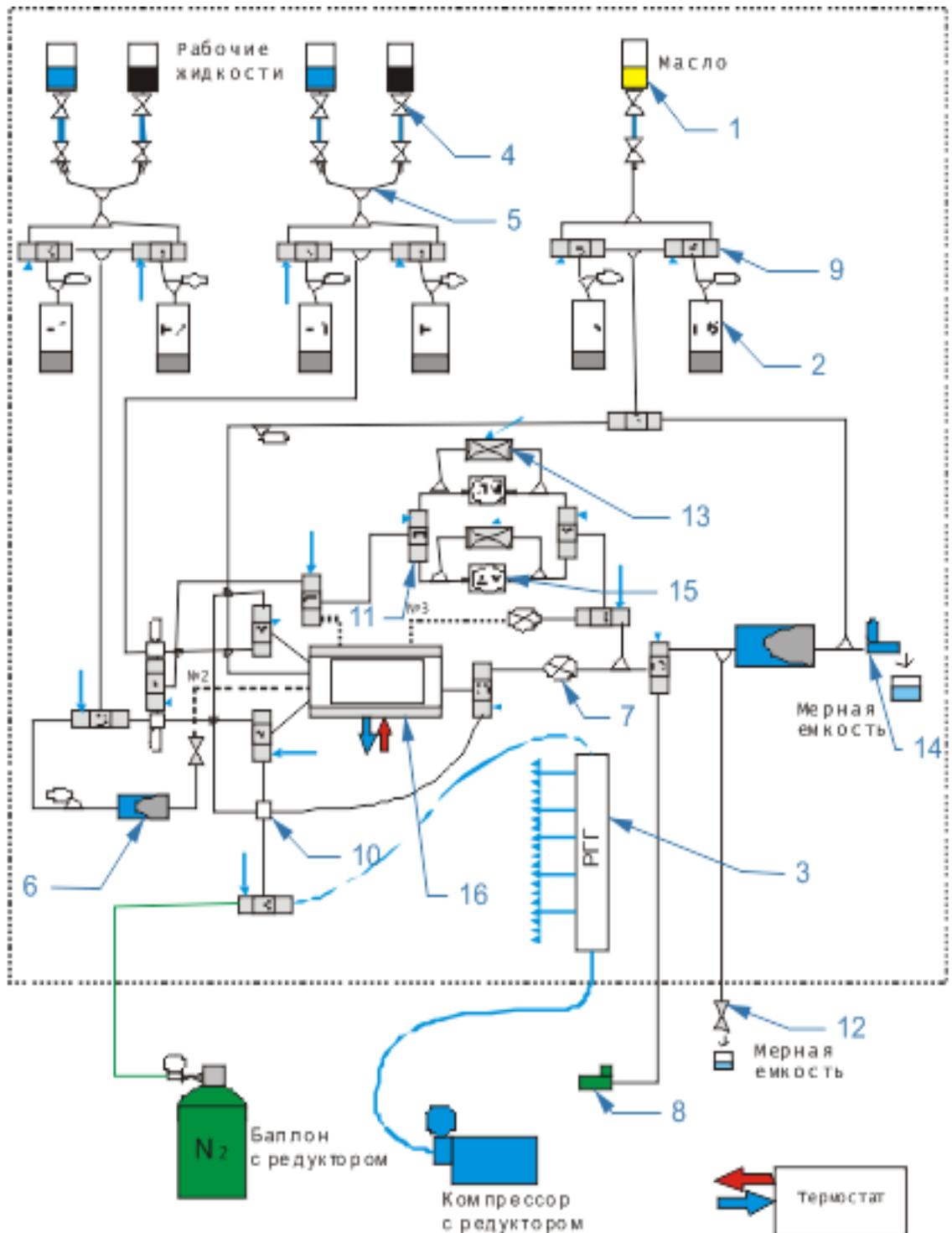


Рис. 5.3. Принципиальная схема установки типа УИК: 1-ёмкость; 2-насос; 3-газовая гребенка; 4-вентиль; 5-трехсторонний распределитель; 6-разделительная ёмкость; 7-вентиль; 8-расходомер(газовый); 9-трехпозиционный клапан; 10-четырёхсторонний распределитель; 11-вентиль 3-х позиционный; 12-вентиль (высокого давления); 13-двухпозиционный клапан; 14-датчик давления, регулятор давления; 15-манометр (дифференциальный); 16-кернодержатель

Основные технические характеристики установки УИК-5(7)

Параметр	Единица измерения	Значение параметра
Максимальное горное давление	МПа	80
Максимальное пластовое давление	МПа	40
Максимальное эффективное давление	МПа	60
Максимальная температура	°С	150
Габариты образца керна, диаметр	мм	30-100
Габариты образца керна, длина	мм	30-500
Основная относительная погрешность измерения давления	%	±0,15
Основная относительная погрешность измерения дифференциального давления	%	±0,1
Время непрерывной работы	-	Не лимитируется

Установка типа УИК при проведении фильтрационных экспериментов обеспечивает поддержание заданных термобарических условий, фильтрации жидкости и газа, создание, поддержание и изменение постоянной скорости потока. Данные характеристики позволяют определять широкий спектр параметров в соответствии с принятыми Государственными и отраслевыми стандартами.

Управление работой установки УИК автоматизировано (за исключением необходимости переключения ручных вентилей высокого давления) и обеспечивается управляющей программой, разработанной на базе специализированного пакета LabView 6i.

УИК состоит из основного блока и электронного блока. Основной блок содержит: кернодержатель с электрическим ленточным нагревателем и термопары регулятора температуры. (кернодержатели больших диаметров расположены перед основным блоком на подвижном столе); основная гидравлическая система, которая служит источником подачи пластовых флюидов и определяет их объемы (основная

система включает в себя две подсистемы OS1 и OS2), вспомогательная гидравлическая система, которая выполняет функцию создания горного давления и систему создания противодействия во время фильтрации. Основной блок измерительных датчиков системы КИПиА, портативного измерителя RLC и инфракрасного адаптера СОМ, гребенчатой газораспределительной системы управления пневматическими клапанами, подключенными к воздушным линиям 4-5 атм., а также электрические ленточные нагревательные элементы и термопара, подключенные к регулятору температуры основного блока [12].

Исследования проводились при моделировании термобарических условий, соответствующих условиям залегания (таблица 5.2).

Таблица 5.2

Основные параметры при проведении исследований

№ п/п	Месторождение	№ скважины	Пластовая температура, °С	Минерализация модели воды, г/л	Вязкость модели нефти, мПа·с	Эффективное давление, МПа
1	В.Тэдинское	1	75	190	10,700	50
2	Тэдинское	101	75	180	10,650	50
3	Тэдинское	114	75	180	10,456	50
4	Тэдинское	123	75	180	10,550	50
5	Тэдинское	134	75	180	17,856	50
6	Тэдинское	137	75	180	10,458	50

Для определения коэффициента вытеснения нефти водой сначала взвешивали сухие образцы, а затем в вакууме, насыщались моделью пластовой воды, согласно второй главе. Определялась пористость, газоволнометрическим методом и водопроницаемость образцов. После этого на образцах полноразмерного керна остаточная водонасыщенность была смоделирована согласно второй главе, на образцах стандартного размера остаточная водонасыщенность была

смоделирована капилляриметрическим методом при помощи полупроницаемой мембраны. Далее все образцы были насыщены керосином в сатураторе. Затем в фильтрационной установке создавались термобарические условия и керосин замещался нефтью в объеме не менее 3-4 поровых объемов образца, создавалась начальная нефтенасыщенность. Затем через образец прокачивалась вода – моделирую процесс вытеснения нефти водой, вытесненные объемы нефти фиксировались при помощи бюретки высокого давления, подключенной в гидравлическую схему после кернодержателя [90]. После, прекращении процесса вытеснения скорость увеличивалась в 10 раз от начальной и прокачивалось еще не менее 10 поровых объемов образца. Линейная скорость при этом в среднем составляла 0,5-5 м/сут.

Линейная скорость вытеснения определялась по формуле (5.2):

$$V_{\text{лин}} = \frac{-864 \cdot Q}{F \cdot M_{\text{ср}} \cdot (1 - S_{\text{во}} - S_{\text{но}})}, \quad (5.2)$$

где Q - расход воды (закачиваемой), $\text{см}^3/\text{с}$;

F - площадь поперечного сечения образца, см^2 ;

$M_{\text{ср}}$ - пористость образца, доли. ед.;

$S_{\text{во}}$ - остаточная водонасыщенность, доли. ед.;

$S_{\text{но}}$ - остаточная нефтенасыщенность, доли. ед.

В проведенных экспериментах линейная скорость равнялась 0,5-5 м/сутки.

Итоговое значение коэффициентов вытеснения нефти водой рассчитывалось по формуле (5.3):

$$\beta = \frac{V_{\text{н.выт}}}{V_{\text{н.нач}}}, \quad (5.3)$$

где $V_{\text{н.выт}}$ - объем нефти, вытесненной из образца, см^3 ; объем нефти, вытесненной из модели, см^3 ;

$V_{н.нач}$ - объем нефти, содержащийся первоначально в образце, определенный по формуле (5.4):

$$V_{н.нач} = V_{пор} - V_{в.ост}, \quad (5.4)$$

где $V_{в.ост}$ - объем остаточной (связанной) воды в модели, см³.

Остаточная нефтенасыщенность рассчитывалась по формуле (5.5):

$$S_{н.ос} = 1 - \beta (1 - S_{ост.в}) + S_{ост.в}, \quad (5.5)$$

где β - коэффициент вытеснения нефти водой, доли.ед.;

$S_{ост.в}$ - остаточная водонасыщенность, доли.ед.

Фазовые проницаемости в системе нефть-вода определялись на тех же образцах полноразмерного керна, что и коэффициент вытеснения, предварительно проэкстрагированных в аппаратах Сокслета от остаточной нефти. Определялась пористость, газоволюметрическим методом. Далее взвешивали сухие образцы, а затем в вакууме, насыщали моделью пластовой воды, согласно второй главе. На фильтрационной установке при моделировании термобарических условий определялась фазовая проницаемость по воде. Затем образцы извлекались из кернодержателя фильтрационной установки. После на образцах полноразмерного керна остаточная водонасыщенность была смоделирована согласно второй главе, на образцах стандартного размера остаточная водонасыщенность была смоделирована капилляриметрическим методом при помощи полупроницаемой мембраны. Далее все образцы были насыщены керосином в сатураторе. Затем в фильтрационной установке создавались термобарические условия и керосин замещался нефтью в объеме не менее 3-4 поровых объемов образца, создавалась начальная нефтенасыщенность [12].

Фазовые проницаемости в системе нефть-вода были определены на пяти этапах совместной фильтрации двух фаз, где доля воды в потоке увеличивалась на

25 % на каждом этапе в пропорции относительно нефти до полного обводнения кернового образца.

На каждом режиме фильтрации среднюю нефтенасыщенность рассчитывали по уравнению (5.6) материального баланса закачанного и вышедшего объемов нефти.

$$S_{ni} = S_{ni-1} + \frac{V_{н.зак} - V_{н.выт} + f_{ni} * V_m}{V_{пор}}, \quad (5.6)$$

где S_{ni} , S_{ni-1} - соответственно нефтенасыщенность i -того и $i-1$ -го режимов фильтрации, доли ед.;

$V_{н.зак}$ - объем нефти, закачанной в образец, $см^3$;

$V_{н.выт}$ - объем нефти, вытесненной из образца, $см^3$;

V_m - мертвый объем кернодержателя и подводящих капиллярных трубопроводов, $см^3$;

f_{ni} - доля нефти в потоке, доли ед.

Величины фазовых проницаемостей подсчитывались по следующим формулам (5.7-5.8):

$$K_{ni} = \frac{Q_{ni} * \mu_n * L}{\Delta P_i * F}, \quad (5.7)$$

$$K_{vi} = \frac{Q_{vi} * \mu_v * L}{\Delta P_i * F}, \quad (5.8)$$

где K_{ni} , K_{vi} - фазовые проницаемости соответственно для нефти и воды на i -том режиме фильтрации, $мкм^2$;

Q_{ni} , Q_{vi} - расходы нефти и воды в условиях эксперимента, $см^3/с$;

ΔP_i - перепад давления на i -режиме фильтрации, 10^5 Па;

F - площадь поперечного сечения образца, $см^2$;

L - длина участка модели, на котором измерялся перепад давления, см.

Значения относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды на i -режиме фильтрации подсчитывалось по формулам (5.9-5.10):

$$K_{ni}^{онт} = \frac{K_{ni}}{K_n}, \quad (5.9)$$

$$K_{wi}^{онт} = \frac{-K_{wi}}{K_n}, \quad (5.10)$$

где K_n - фазовая проницаемость для нефти при остаточной водонасыщенности, мкм².

Результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой и относительных фазовых проницаемостей на образцах стандартного размера и полноразмерном керне представлены в таблицах 5.3-5.4. Всего было выполнено 68 экспериментов.

Таблица 5.3

Результаты экспериментальных исследований на образцах стандартного размера

№ п/п	Лабораторный номер	Интервал отбора, м	Длина L, см	Диаметр D, см	Пористость, %	Газопроницаемость, 10^{-3} мкм ²	Сост.в, доли ед.	Сост.н., доли ед.	К _{вт} , доли ед.	К _{п.лин}
D _{3fm}										
1	73-90-14	3297,65	2,91	3,02	8,68	77,33	0,209	0,433	0,453	3,115
2	73-92-14	3298,34	2,89	3,01	9,47	53,52	0,173	0,298	0,640	5,013
3	73-97-14	3299,96	2,92	3,01	7,38	32,58	0,149	0,570	0,330	2,071
4	73-100-14	3301,44	2,99	3,01	6,98	6,72	0,246	0,579	0,233	1,225
5	73-102-14	3302,11	2,99	3,01	13,37	342,90	0,091	0,204	0,775	9,420
6	73-103-14	3302,39	2,98	3,01	8,41	11,16	0,222	0,593	0,238	1,560
7	502-168-06	3332,01	3,05	2,96	14,95	172,05	0,149	0,571	0,329	4,186
8	502-171-06	3332,55	3,07	2,96	9,18	1,14	0,350	0,294	0,548	3,268
9	502-177-06	3334,55	3,06	2,96	9,52	7,66	0,301	0,358	0,487	3,246
10	502-179-06	3335,13	2,98	2,96	10,42	8,48	0,377	0,499	0,199	1,292
11	502-194-06	3338,70	2,99	2,96	14,26	12,96	0,237	0,425	0,443	4,820
12	502-200-06	3340,71	2,99	2,96	12,78	7,08	0,202	0,389	0,513	5,227
13	502-205-06	3342,42	2,97	2,97	12,91	68,39	0,187	0,571	0,298	3,124
14	502-208-06	3343,20	2,98	2,97	6,95	15,43	0,323	0,297	0,561	2,641
15	502-211-06	3344,56	2,97	2,96	10,68	25,59	0,210	0,442	0,440	3,717
16	502-215-06	3346,19	2,98	2,96	13,43	12,92	0,278	0,318	0,560	5,426
17	502-234-06	3353,11	3,05	2,96	11,97	19,91	0,245	0,471	0,376	3,399
18	502-269-06	3366,06	3,08	2,98	3,14	1,25	0,524	0,337	0,292	0,436
19	502-274-06	3368,31	3,11	2,98	5,36	1,60	0,431	0,294	0,484	1,471
20	502-285-06	3371,36	3,09	2,96	8,36	11,37	0,211	0,638	0,192	1,267
21	502-289-06	3372,38	3,08	2,97	13,16	50,11	0,142	0,477	0,444	5,014
22	502-292-06	3372,94	3,07	2,98	12,03	56,36	0,093	0,546	0,398	4,343

Продолжение таблицы 5.3

№ п/п	Лабораторный номер	Интервал отбора, м	Длина L, см	Диаметр D, см	Пористость, %	Газопроницаемость, 10^{-3} мкм ²	S _{ост.в.} , доли ед.	S _{ост.н.} , доли ед.	K _{вт.} , доли.ед.	K _{п.дин}
D _{3fm}										
23	502-295-06	3373,59	3,08	2,97	11,40	44,25	0,165	0,454	0,456	4,343
24	502-302-06	3374,77	3,09	2,98	12,97	110,51	0,175	0,589	0,286	3,061
25	483-118-08	3378,22	2,94	2,97	5,63	5,36	0,239	0,312	0,591	2,530
26	502-325-06	3382,71	3,08	2,96	13,40	19,33	0,158	0,384	0,544	6,138
27	502-330-06	3384,21	3,08	2,97	12,01	18,99	0,236	0,254	0,668	6,125
28	502-342-06	3387,8	3,10	2,98	5,36	10,35	0,390	0,306	0,498	1,629
29	502-344 ¹ -06	3388,94	3,16	2,93	11,53	252,26	0,121	0,521	0,407	4,128
30	502-354-06	3393,02	3,10	2,98	7,48	0,32	0,526	0,351	0,260	0,920
31	502-388-06	3406,41	3,13	2,95	8,59	6,29	0,314	0,359	0,538	2,806
32	483-227-08	3417,97	2,94	2,96	11,56	26,64	0,198	0,368	0,541	5,015
33	719-175-09	3451,90	3,00	2,94	12,01	16,57	0,100	0,477	0,470	5,085
34	719-191-09	3457,25	2,99	2,92	15,23	48,22	0,095	0,473	0,477	6,581
35	719-218-09	3467,21	3,03	2,93	8,65	105,74	0,157	0,528	0,374	2,724
36	719-243-09	3475,52	2,99	2,93	10,18	21,93	0,131	0,470	0,459	4,062
37	719-249-09	3477,47	3,01	2,93	13,18	241,37	0,072	0,546	0,412	5,035
38	483-284-08	3503,77	2,95	2,96	8,85	13,41	0,103	0,476	0,470	3,728

Результаты экспериментальных исследований на образцах полноразмерного керна

№ п/п	Лабораторный номер	Интервал отбора, м	Длина L, см	Диаметр D, см	Пористость, %	Газопроницаемость, 10^{-3} мкм ²	S _{ост.в.} , доли ед.	S _{ост.н.} , доли ед.	K _{вт.} , доли ед.	K _{п.дин}
D _{3fm}										
1	19-2-06	3157,37	10,08	10,12	14,00	3,55	0,130	0,390	0,551	6,240
2	19-46-06	3215,59	9,99	10,16	10,05	31,57	0,160	0,310	0,631	5,327
3	578-13-06	3222,49	10,28	9,96	20,48	194,40	0,100	0,380	0,578	10,650
4	578-16-06	3225,78	10,50	10,08	14,40	17,84	0,160	0,430	0,488	5,904
5	578-28-06	3231,81	10,25	10,12	13,65	52,75	0,150	0,340	0,600	6,962
6	19-69-06	3239,81	9,98	10,14	11,95	64,65	0,130	0,320	0,632	6,573
7	19-84-06	3253,40	10,35	10,13	17,91	172,66	0,080	0,410	0,554	9,134
8	578-72'-06	3267,39	10,32	10,13	15,78	57,66	0,150	0,410	0,518	6,943
9	578-76-06	3270,81	10,22	10,12	12,53	35,46	0,180	0,440	0,463	4,761
10	73-450-14	3299,16	9,29	9,89	7,74	7,23	0,319	0,268	0,607	3,199
11	73-451-14	3301,58	9,55	9,86	7,57	11,80	0,351	0,357	0,449	2,206
12	73-454-14	3304,00	9,47	9,90	9,13	4,33	0,156	0,512	0,394	3,032
13	73-455-14	3305,40	9,63	9,88	9,68	11,51	0,250	0,288	0,616	4,472
14	19-107-06	3320,50	10,10	10,14	11,01	57,58	0,140	0,370	0,570	5,395
15	502-17-06	3330,03	10,20	10,14	8,56	9,19	0,200	0,370	0,538	3,681
16	502-31-06	3338,78	10,10	10,15	12,54	8,99	0,130	0,440	0,494	5,392
17	19-128-06	3341,11	10,16	10,14	8,91	89,12	0,170	0,390	0,530	3,920
18	578-104-06	3350,63	10,53	10,11	20,09	111,03	0,120	0,330	0,625	11,050
19	502-71-06	3370,29	10,23	10,10	10,23	42,83	0,200	0,440	0,450	3,683
20	483-13-08	3377,75	6,73	6,25	16,00	256,500	0,100	0,480	0,470	6,720
21	502-82-06	3383,00	10,70	10,16	10,43	3,75	0,200	0,350	0,563	4,694
22	483-23-08	3386,38	7,00	6,40	9,84	48,290	0,150	0,380	0,550	4,625

Продолжение таблицы 5.4

№ п/п	Лабораторный номер	Интервал отбора, м	Длина L, см	Диаметр D, см	Пористость, %	Газопроницаемость, 10^{-3} мкм ²	S _{ост.в.} , доли ед.	S _{ост.н.} , доли ед.	K _{вт.} , доли ед.	K _{п.лин}
D _{3fm}										
23	502-86-06	3388,12	9,71	10,16	8,75	12,96	0,160	0,410	0,512	3,763
24	483-30-08	3390,63	10,01	10,04	17,45	733,440	0,090	0,460	0,490	7,853
25	502-103-06	3405,87	9,93	10,13	7,24	6,99	0,250	0,320	0,573	3,113
26	502-105-06	3407,15	10,19	10,12	8,89	10,42	0,100	0,380	0,578	4,623
27	502-114-06	3461,76	9,92	10,16	7,35	8,94	0,190	0,320	0,605	3,602
28	719-37-09	3469,70	10,03	10,05	12,85	131,970	0,110	0,510	0,427	4,883
29	719-57-09	3479,84	9,82	10,07	14,32	181,180	0,060	0,490	0,479	6,444
30	719-81-09	3512,59	9,80	10,07	12,77	40,150	0,120	0,440	0,500	5,619

5.2. Анализ полученных результатов и обоснование применение образцов полноразмерного керна при определении граничных значений пористости

В таблице 5.5 выполнено сопоставление полученных коэффициентов вытеснения и остаточной нефтенасыщенности по образцам стандартного размера и полноразмерным образцам.

Таблица 5.5

Средние значения и диапазон изменения параметров выборки для образцов стандартного размера и полноразмерного керна

Параметр	Станд.	Полн.	$t_{расч} > t_{теор}$
Коэффициент вытеснения, д.ед	$0,439 \pm 0,13285$ 0,192-0,775	$0,534 \pm 0,065$ 0,394-0,632	-3,60558
Остаточная нефтенасыщенность, д.ед	$0,337 \pm 0,1123$ 0,204-0,639	$0,305 \pm 0,0647$ 0,268-0,512	1,83547

Выполнено сопоставление значений коэффициента остаточной нефтенасыщенности, полученных для образцов стандартного размера и полноразмерных образцов. Анализ полученных результатов по коэффициенту остаточной нефтенасыщенности показывает, что для образцов полноразмерного керна наблюдаются меньшие значения стандартного отклонения 0,0647 д.ед., и более низкие значения максимальных значений 0,512 д.ед. (при средних значениях 0,305 д.ед.), чем на образцах стандартного размера соответственно 0,1123 д.ед., 0,639 д.ед. и 0,337 д.ед.

Значения остаточной нефтенасыщенность используются для расчета коэффициента динамической пористости, который рассчитывается по формуле (5.7):

$$K_{дин.п} = K_{п} * (1 - S_{ост.в} - S_{ост.н}), \quad (5.7)$$

где $K_{п}$ - коэффициент открытой пористости;

$S_{ост.в}$ - начальная водонасыщенность;

$S_{\text{ост.н}}$ - остаточная нефтенасыщенность.

Коэффициент динамической пористости показывает объем пор, в которых возможно движение нефти при их извлечении из пласта. Получены регрессионные уравнения для полноразмерного керна (5.8) и образцов стандартного размера (5.9):

$$K_{\text{п}} = 1,6768 * K_{\text{п.дин}} + 2,8, \quad (5.8)$$

$$n=30, r=0,95,$$

$$K_{\text{п}} = 1,219 * K_{\text{п.дин}} + 5,8, \quad (5.9)$$

$$n=38, r=0,76,$$

где n - количество образцов;

r - коэффициент корреляции.

Полученные уравнения линейных зависимостей статистически значимы. Самый высокий коэффициент корреляции 0,95 отмечается для образцов полноразмерного керна и 0,76 - для образцов стандартного размера. Таким образом, зависимость для полноразмерных образцов является более достоверной.

Использование зависимости только по стандартным образцам дает завышенное граничное значение коэффициента пористости, равное 5,8 %. По образцам полноразмерного керна граничное значение по пористости, составляет 2,8 %. Расхождение между граничными значениями при использовании стандартных и полноразмерных образцов составляет 3%, что весьма существенно для подсчета запасов. Следовательно, граничное значение по пористости для данного месторождения необходимо принимать по образцам полноразмерного керна, т.к. образцы стандартного размера не в полной мере отражают структуру порового пространства для условий карбонатных отложений $D_3\text{fm}$ Тэдинского месторождения. Таким образом, используя предлагаемый подход, возможно, выделить граничные значения коэффициента открытой пористости для объема тех пор, по которым происходит движение нефти в пласте, и использовать полученное

значение для оценки запасов и геологического обеспечения разработки месторождений.

Для детального анализа проявления масштабного эффекта на основе полученных экспериментальных данных рассчитана накопленная корреляция между коэффициентом открытой пористости и коэффициентом динамической пористости (рис. 5.4.), по всей выборке образцов на которых проводились физико-гидродинамические исследования. Построены графики накопленной корреляции отдельно для образцов стандартного размера и полноразмерного керна (рис. 5.4.). Графики накопленной корреляции отражают взаимосвязь коэффициента открытой пористости и коэффициента динамической пористости в разных диапазонах пористости, что представляет интерес и может характеризовать извлекаемые запасы при вытеснении нефти водой.

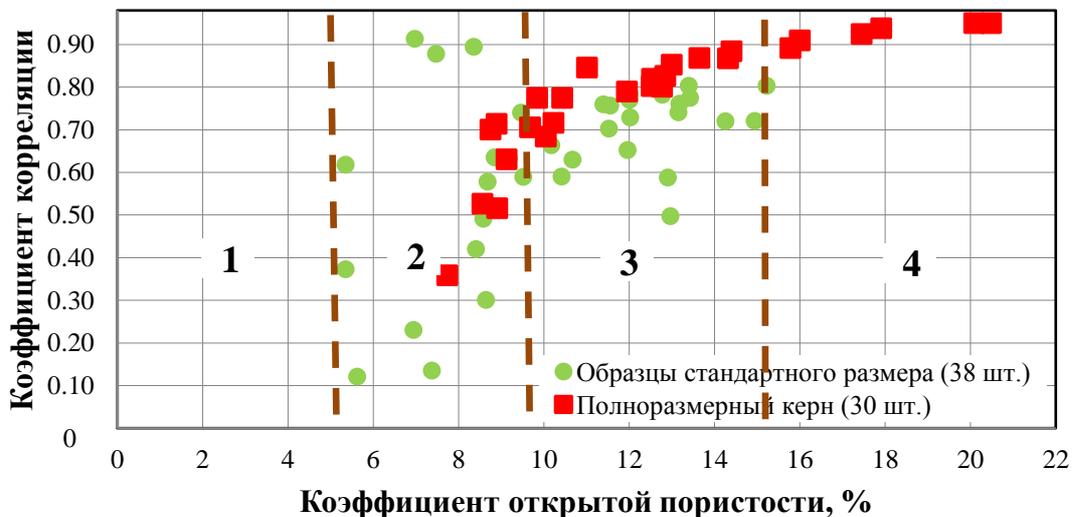


Рис. 5.4. График изменения коэффициента корреляции

Разрывы, перерывы и кривизна на графиках для полноразмерных образцов и образцов стандартного размера отражают изменение структуры порового пространства в разных диапазонах, что согласуется с данными на рисунке 4.1.

Как видно из рисунка 5.4., в диапазоне открытой пористости от 5 до 8 % (зона 2) наблюдается высокая дисперсия по образцам стандартного размера -

корреляционная связь не прослеживается, но начиная с 8 % в данной зоне прослеживается рост значений накопленной корреляции для обоих графиков. В зоне 3 наблюдается рассеивание точек по образцам стандартного размера, корреляционная связь не прослеживается, но степень дисперсии меньше, чем в зоне 2. Для полноразмерных образцов происходит стабилизация накопленной корреляции, но при значении пористости 11 % происходит разрыв корреляционной связи, обусловленное изменение структуры порового пространства. Зона 4 представлена только образцами полноразмерного керна, накопленная корреляция демонстрирует плавный рост с выходом на стабилизацию.

Анализ накопленных корреляционных полей показывает, разброс точек стандартных образцов, и закономерное увеличение значений накопленной корреляции по полноразмерным образцам, что показывает их более высокую информативность для описания фильтрационных процессов в данном диапазоне и как следствие это влияет на качество полученного регрессионного уравнения для полноразмерного керна выраженного в коэффициенте корреляции 0,95.

В целом накопленная корреляция по образцам полноразмерного керна расположена выше и имеет более высокое значение корреляции, что демонстрирует масштабный эффект для фильтрационных показателей и отражает с достаточной степенью достоверности физико-гидродинамические процессы, происходящие в пласте при движении флюидов. Следует отметить, что проявление масштабного эффекта было установлено даже на относительно небольшой выборке.

ВЫВОДЫ К ГЛАВЕ 5

В результате анализа результатов выполненных физико-гидродинамических исследований на образцах керна стандартного размера и на полноразмерном керне можно сделать следующие выводы:

- подтверждено значительное влияние масштабного эффекта при изучении ФЕС в сложнопостроенных коллекторах;

- структура порового пространства пород оказывают большое влияние на значение остаточной нефтенасыщенности, при вытеснении нефти водой из пористых сред.

Сопоставление полученных результатов на образцах стандартного размера и полноразмерном керне, позволило обосновать целесообразность применения образцов полноразмерного керна с учетом количественной меры масштабного эффекта, дифференцированного в широком диапазоне ФЭС, при определении граничных значений пористости для карбонатных отложений объекта D₃fm Тэдинского месторождения нефти.

Полученные результаты показывают необходимость учета масштабного эффекта с учетом особенностей структуры порового пространства при подсчете геологических и извлекаемых запасов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Впервые установлены и описаны квадратичными зависимостями изменения нелинейности в зависимости от пористости для образцов полноразмерного керна при моделировании остаточной водонасыщенности.

2. Усовершенствованные методы для подготовки образцов полноразмерного керна к физико-гидродинамическим исследованиям позволяют повысить достоверность параметров используемых при подсчете запасов, которые включают в себя: режимы отдельного и совместного вакуумирования при определении пористости методом жидкостенасыщения; метод капиллярной вытяжки при моделировании остаточной водонасыщенности и определении начальной нефтенасыщенности.

3. Впервые предложена, и описана количественная мера учета масштабного эффекта, а также предложен подход для типизации пород по структуре порового пространства и определения граничных значений пористости с использованием графиков накопленной корреляции.

4. Выполненный большой объем исследований позволил проанализировать проявление масштабного эффекта на различных этапах определения ФЕС в лабораторных условиях, обосновать применение образцов полноразмерного керна при определении граничных значений пористости для карбонатных отложений объекта D_{3fm} Тэдинского месторождения при выполнении подсчета запасов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алексин, Г.А. Перспективы поисков нефти и газа на севере Тимано-Печорской провинции / Г.А. Алексин, А.А. Клещев, Ю.А. Россихин. - М.: ВНИИОЭНГ, 1982. - 44 с.
2. Амикс, Дж. и др. Физика нефтяного пласта / Дж. Амикс, Д. Басс, Р. Уайтинг. - М.: Гостоптехиздат, 1962. - 572 с.
3. Багринцева, К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа / К.И. Багринцева. - М.: РГГУ, 1999. - 285 с.
4. Багринцева, К.И. Карбонатные породы - коллекторы нефти и газа / К.И. Багринцева. - М.: Недра, 1977. - 231 с.
5. Багринцева, К.И. Трищинчатость осадочных пород / К.И. Багринцева. - М.: Недра, 1982. - 256 с.
6. Багринцева, К.И. Основные факторы, определяющие формирование и сохранение высокочемких коллекторов в карбонатных формациях / К.И. Багринцева // Эволюция карбонатонакопления в истории Земли. - М.: Наука, 1988. - С. 199-221.
7. Блинов, С.А. Молекулярно-поверхностные явления в поровом пространстве нефтяных коллекторов и их влияние на фильтрационно-емкостные и физико-химические свойства: дис. ... канд. техн. наук: 05.15.06 / Блинов Сергей Алексеевич. - Уфа, 1999. - 146 с.
8. Баренблатт, Г.И. Об основных представлениях теории фильтрации однородных жидкостей в трещиноватых породах / Г.И. Баренблатт, Ю.П. Желтов, А.Н. Кочина // Прикладная механика и математика. - 1960. - № 5. - С. 1286 - 1303.
9. Балинов, В.С. Влияние физико-химических свойств на фазовые проницаемости горных пород для системы «вода – углеводородная жидкость» / В.С. Балинов. - Тр. БашНИПИнефть, - 1972. - № 31. - С. 104-113.
10. Белозеров, И.П. Определение относительных фазовых проницаемостей на образцах полноразмерного керна / И.П. Белозеров, М.Г. Губайдуллин, А.В. Юрьев // Развитие Северо – Арктического региона: проблемы и решения: материалы научной конференции ППС, научных сотрудников и аспирантов Северного

(Арктического) федерального университета имени М. В. Ломоносова. - 2014. - С. 21-25.

11. Белозеров, И.П. Сравнительный анализ результатов фильтрационных исследований, проведенных на образцах керн различного диаметра / И.П. Белозеров, В.Е. Шулев, А.В. Юрьев // Академическая наука - проблемы и достижения: материалы V международной научно-практической конференции. - 2014. - С. 20-23.

12. Белозеров, И.П. Экспериментальные исследования сложнопостроенных коллекторов на образцах керн различного диаметра керн / И.П. Белозеров, А.В. Юрьев // Развитие Северо – Арктического региона: проблемы и решения: материалы научной конференции ППС, научных сотрудников и аспирантов Северного (Арктического) федерального университета имени М. В. Ломоносова. – 2016. - С. 488-491.

13. Белозеров, И.П. Модель микроструктуры керн терригенных коллекторов нефти и газа / И.П. Белозеров, В.В. Березовский, М.Г. Губайдуллин, А.В. Юрьев // Тезисы докладов. Тюмень 2017 - 27 - 30 марта 2017. Режим доступа: <http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=87662>].

14. Березин, В.М. Фазовые проницаемости продуктивных песчаников для нефти и воды / В.М. Березин // Разработка и увеличение нефтеотдачи нефтяных месторождений. – Науч. тр. УфНИИ 1967. - № 17. - С. 30-41.

15. Березин, В.М. Фазовые проницаемости продуктивных песчаников для нефти и воды / В.М. Березин // Науч. тр. УфНИИ. - 1967. - № 36. - С. 40-44.

16. Берлин, А.В. О факторах, влияющих на фазовые проницаемости для нефти и воды / А.В. Берлин, В.Л. Сургучев // Сб. научн. Тр. ВНИИ. - 1984. № 87.- С. 33-40.

17. Бриллиант, Л.С. Методы расчета относительных фазовых характеристик при проектировании / Л.С. Бриллиант, А.И. Рыков, А.А. Тимошенко, О.С. Выдрина // Оптимизация технологии разработки нефтяных месторождений: Сб. статей; Под общ. ред. Л.С. Бриллианта. - 2008. - С. 125 - 135.

18. Богданович, Н.Н. Литогенетические причины акустической

азимутальной анизотропии в коллекторах шельфа среднего Каспия / Н.Н. Богданович, С.В. Добрынин, С.В. Делия, В.В. Стенин, С.Ю. Штунь // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2010. - № 5. - С.13-22.

19. Галкин С. В. Исследование смачиваемости коллекторов нефтяных месторождений методом рентгеновской томографии керна / С. В. Галкин, А. А. Ефимов, Я. В. Савицкий, Е. В. Соболева, В. Ш. Гурбанов // SOCAR Proceedings [Электронный ресурс]. - 2016. - № 4. - С. 55-63.

20. Гиматудинов, Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта / Ш.К. Гиматудинов, А.И. Ширковский. - М.: Недра, 1982. - 312 с.

21. Глушков, Д.В. Современные технологии профильных исследований керна и интерпретация результатов исследований / Д.В. Глушков, Н.А. Попов, А.Л. Родионова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2010. - № 5. - С. 73-78.

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

23. Губайдуллин, М.Г. Анализ закономерностей изменения плотности пород и обоснование возможности использования гравиразведки для выявления нефтегазоперспективных объектов / М.Г. Губайдуллин, Г.С. Мельникова - В кн.: Геология и нефтегазоносность севера Европейской части СССР. - 1990. - С. 116-122.

24. Губайдуллин, М.Г. Геоэкологические условия освоения минерально-сырьевых ресурсов Европейского Севера России. Архангельск / М.Г. Губайдуллин. - Поморский госуниверситет. - 2002. - 310 с.

25. Губайдуллин, М.Г. Возможности электронного каталога горных пород для повышения эффективности анализа данных и оценки параметров залежей углеводородов / М.Г. Губайдуллин, Н.Г. Костин, Д.В. Глушков // Геоинформатика:

теоретические и прикладные аспекты: материалы X Международной конференции. - 2011 г.: тезисы докл. - К.: ВАГ, 2011. - А101. - 6 с.

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

27. Гладких Е. А. Оценка коэффициента вытеснения нефти на основе стандартных исследований керна месторождений Пермского края / Е. А. Гладких, Г. П. Хижняк, В. И. Галкин // Нефтяное хозяйство. - 2017. - № 8. - С. 90-93.

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

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

30. Гурбатова, И.П. Масштабные и анизотропные эффекты при экспериментальном изучении физических свойств сложнопостроенных карбонатных коллекторов. дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / Гурбатова Ирина Павловна. - Москва, 2011. - 26 с.

31. Гурбатова, И.П. Особенности изучения карбонатных пород-коллекторов лабораторными методами / И.П. Гурбатова, Д.В. Глушков, П.Н. Рехачев, С.В. Мелехин, Н.А. Попов; Фил. ООО «ЛУКОЙЛ-инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми. - Пермь: Астер Диджитал, 2017. - 264 с.

32. Горная энциклопедия [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://mining-enc.ru/t/timano-pechorskaya-neftegazonosnaya-provinciya/>.

33. ГОСТ 26450.0-85 Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств. - М.: Государственный

комитет по стандартам. - 1985. - 4 с.

34. ГОСТ 26450.2-85 Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной фильтрации. - М.: Издательство стандартов. - 1985. - 16 с.

35. ГОСТ 26450.1-85 Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением. – М.: Издательство стандартов, 1985. - 8 с.

36. Дерягин, Б.В. Поверхностные силы / Б.В. Дерягин, Н.В. Чураев, В.М. Муллер. - М.: Наука, 1985. - 300 с.

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

38. Добрынин, В.М. Петрофизика; Учеб. для вузов. 2-е изд. Перераб. и доп. под редакцией доктора физико-математических наук Д.А. Кожевникова / В.М. Добрынин, Б.Ю. Вендельштейн, Д.А. Кожевников. - М.:ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. - 368 с.

39. Добрынин, В.М. Фазовые проницаемости коллекторов нефти и газа / В.М. Добрынин, А.Г. Ковалев, А.М. Кузнецов, В.Н. Черноглазов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - М: ВНИИОЭНГ, 1988. - 53 с.

40. Добрынин, В.М. Фазовые проницаемости коллекторов нефти и газа / В.М. Добрынин, А.Г. Ковалев, А.М. Кузнецов. - М.: ВНИИОЭНГ, 1988.- 56 с.

41. Дмитриев, М.Н. Двухфазная фильтрация в трансверсально-изотропной пористой среде. Теория и эксперимент / М.Н. Дмитриев, Н.М. Дмитриев, В.В. Кадет, М.Н. Кравченко, С.Г. Рассохин. - Изв. РАН. - 2004. - № 4. – С. 92-97.

42. Дмитриев, Н.М. Экспериментальное изучение фильтрационных свойств анизотропных коллекторов углеводородного сырья / Н.М. Дмитриев, А.Н. Кузьмичев, Н.Н. Михайлов, В.М. Максимов // Бурение и нефть. - 2015. - № 11. - С. 6-9.

43. Ермилов О. М. Физика пласта, добыча и подземное хранение газа /О.М. Ермилов, В.В. Ремизов, Л.И. Ширковский, Л.С. Чугунов. - М.: Наука, 1996. - 541 с.

44. Зайнутдинов, Р. С. Совершенствование метода определения остаточной

нефтенасыщенности пластов по керну для оценки коэффициентов вытеснения нефти водой: дис. ... канд. техн. наук: 05.15.06 / Зайнутдинов Роберт Султанович. – Уфа, 1998. - 162 с.

45. Зубков, М.Ю. Результаты исследований относительных фазовых проницаемостей разновозрастных продуктивных отложений Красноленинского месторождения / М.Ю.Зубков, В.В., О.И. Микулина, А.В. Пушин // Вестник недропользования Ханты-Мансийского автономного округа. - 2012. - № 25. - С. 42-52.

46. Злобин, А.А. Влияние анизотропии пород и смачиваемости поверхности на остаточную нефтенасыщенность и коэффициент вытеснения / А.А. Злобин // Нефтяное хозяйство. - 2009. - № 4. - С. 34-37.

47. Иванова, М.М. Особенности разработки месторождения с трудноизвлекаемыми запасами нефти (на примере Талинского месторождения) / И.И. Иванова, В.Д. Лысенко, Н.Н. Михайлов // Обзорная информация. Серия: Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. - М.: ВНИИОЭНГ, 1996. - 70 с.

48. Котенев, М.Ю. Экспериментальные исследования и математическое моделирование вытеснения нефти из карбонатных коллекторов при термокапиллярной противоточной пропитке / М.Ю. Котенёв, К.М.Фёдоров, С.А. Блинов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2011. - № 1 (83). - С. 5 - 13.

49. Котенев, Ю.А. К вопросу о распределении остаточной нефти в пустотах гидрофильных и гидрофобных коллекторов месторождений на поздней стадии разработки / Ю. А. Котенев, А.В. Чибисов, Д.А. Ганеев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2013. - № 3 (93). - С. 5-10.

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

51. Костин, Н.Г. Вытеснение маловязкой и высоковязкой нефти за счет

капиллярного впитывания воды / Н.Г. Костин, М.Г. Губайдуллин // Перспективы и проблемы освоения месторождений нефти и газа в прибрежно-шельфовой зоне Арктики: материалы Международной научно-практич. Конференции. - 2010. - С. 78-82.

52. Костин, Н.Г. Особенности определения коэффициента пористости сложных карбонатных коллекторов нефти и газа при моделировании термобарических условий /Н.Г. Костин, М.Г. Губайдуллин // Проблемы рационального использования природного и техногенного сырья Баренцева региона в технологии строительных и технических материалов: материалы IV международной конференции. - 2010. - С. 34-37.

53. Кравченко, Г.Г. Роль петрофизических исследований при оценке насыщения сложнопостроенных коллекторов / Известия Томского политехнического университета. - 2010. - Т. 317. - № 1 - С. 110-116.

54. Кравченко, Г.Г. Влияние вторичных изменений на коллекторские свойства верхнеюрских продуктивных отложений Крапивинского месторождения / Г.Г. Кравченко, Е.А. Жуковская // Известия Томского политехнического университета. - 2010. - Т. 316. - № 1. - С. 93-98.

55. Ложкин, М. Г. Эмпирическая модель относительных фазовых проницаемостей по результатам стандартных и специальных лабораторных исследований керн / М.Г. Ложкин, М.А. Моисеев // Сборник научных трудов ООО «ТюменНИИгипрогаз. - 2013. - С.36-41.

56. Маскет, М. Течение однородных жидкостей в пористой среде. - М.: Издательство НИЦ Регулярная и хаотическая динамика, 2004. - 629 с.

57. Масагутов, Р.Х. Выделение высокопродуктивных фильтрационных каналов в сложнопостроенных карбонатных коллекторах по данным геофизических исследований скважин на примере месторождения им. Р.Требса / Р.Х. Масагутов, К.Д. Шуматбаев, О.Р. Привалова, Е.К. Гайнуллина, О.Е. Кучурина, А.Н. Червякова, Р.В. Ахметзянов // Нефтяное хозяйство. - 2018. - № 2. - С. 41 - 43.

58. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов объемными методами под редакцией В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г.

Яценко. 2003, - 130 с.

59. Методические рекомендации по исследованию пород-коллекторов нефти и газа физическими и петрофизическими методами под редакцией В.И. Горояна - ВНИГНИ, Москва, 1978. - 396 с.

60. Михайлов, Н.Н. Изучение остаточного нефтенасыщения разрабатываемых пластов / Н.Н. Михайлов, А.В. Джемесюк, Т.Н. Кольчицкая, Н.А. Семенова. - М.: изд. ВНИИОЭНГ, 1990.- 59 с.

61. Мирзаджанзаде, А.Х. Физика нефтяного и газового пласта / А.Х. Мирзаджанзаде, И.М. Аметов, А.Г. Ковалев. – Москва: Недра, 1992. - 208 с.

62. Оленова, К.Ю. Коллекторские свойства органогенных карбонатных пород различной структуры / Рифы и карбонатные псефитолиты // Материалы Всероссийского литологического совещания. Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН. - 2010. - С. 131-132.

63. Оленова, К.Ю. Соотношение коллекторских свойств со структурными типами пород / Известия вузов. Нефть и газ. - 2010. - № 6. - С. 19-26.

64. Орлов, Л.И. Влияние промывочной жидкости на физические свойства коллекторов нефти и газа / Л.И. Орлов, А.В., Н.М. Свихнушин. – М.: Недра, 1976. - 88 с.

65. ОСТ 39-204-86 Нефть. Метод лабораторного определения остаточной водонасыщенности коллекторов нефти и газа по зависимости насыщения от капиллярного давления. - М.: Миннефтепром. - 1986. - 23 с.

66. ОСТ 39-195-86 Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. - М.: Миннефтепром. - 1986. - 19 с.

67. ОСТ-39-235-89 Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации. - М.: Миннефтепром, 1989. - 35 с.

68. ОСТ 39-180-85 Нефть. Метод определения смачиваемости углеводородсодержащих пород. - М.: Миннефтепром. - 1985. - 14 с.

69. Паникаровский, Е. В. Определение продуктивности сложнопостроенных коллекторов / Е. В. Паникаровский, В. В. Паникаровский // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - 2011. - С. 47-52.

70. Путилов И.С. Эпоха полноразмерного керна при лабораторных исследованиях технологий повышения нефтеотдачи пластов / И. С. Путилов, П. Н. Рехачев, И. П. Гурбатова, Н. Н. Барковский, О. И. Якимов, О. А. Морозюк // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. - 2016. - Т. 15, № 19. - С. 155-164.

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

72. Рудаковская, С.Ю. Оценка смачиваемости пород методом ЯМР / Труды Всероссийской научно-практической конференции // Ядерно-магнитные скважинные и аналитические методы в комплексе ГИС при решении петрофизических, геофизических и геологических задач на нефтегазовых месторождениях. - 2014. - С. 206-221

73. Сборник сметных норм на геологоразведочные работы. Выпуск 7 Лабораторные исследования полезных ископаемых и горных пород. - М.: ВИЭМС, 1993. - 70 с.

74. Семенова, Н.А. Моделирование влияния гетерогенной смачиваемости пласта на блокировку запасов углеводородов / Н.А. Семенова, Т.Н. Кольчицкая, Н.Н. Михайлов // Бурение и нефть. – 2004. - № 4. - С. 15-22.

75. Серкин, М.Ф. Комплексное изучение анизотропии петрофизических свойств на керне. Опыт ООО «Тюменский нефтяной научный центр» / Материалы 27 научно практической конференции «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. - 2017 - С. 31-32.

76. Суходанова, С.С. Создание 3D модели залежи с карбонатными трещиноватыми коллекторами на основе комплексирования гидродинамических, геофизических, сейсмических и промысловых данных (на примере нижнепермских

отложений Варандейского месторождения): дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / Суходанова Светлана Сергеевна. - М., 2016. - 157 с.

77. Технический отчет по метрологической аттестации методик предприятия. Метод определения коэффициента открытой пористости по закону Бойля. - ГП «Архангельскгеология». Научно-технический центр. Комплексная лаборатория. - 1995. - 6 с.

78. Технический отчет по метрологической аттестации методик предприятия. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной фильтрации на образцах керна полного диаметра. - ГП «Архангельскгеология». Научно-технический центр. Комплексная лаборатория. - 1995. - 6 с.

79. Топорков, В. Г. Исследование восстановления естественной смачиваемости горных пород с помощью ядерной магнитной релаксометрии и метода горного бюро США / В. Г. Топорков, С. Ю. Рудаковская, П. В. Кошкин, С. А. Борисенко // Каротажник. - 2016. - № 8 (266). - С. 45 - 59.

80. Тульбович, Б.И. Методы изучения пород-коллекторов нефти и газа / Б.И. Тульбович - М.: Недра, 1979. - 301 с.

81. Ханин, А. А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение / А.А. Ханин. - М.: Недра, 1969. - 368 с.

82. Хайредин, Н. Ш. Новые представления о химическом составе поверхности порового пространства нефтяных коллекторов / Н.Ш. Хайредин, Е.А. Кукушкина, Д.Л. Рахманкулов // Доклад АН СССР.- 1985. - Т. 282.- № 5.- С. 1183 - 1185.

83. Хайредин, Н. Ш. Некоторые результаты оценки влияния способов экстракции нефтенасыщенных карбонатных пород на их коллекторские свойства / Н. Ш. Хайредин, А. А. Губайдуллин, Е. А. Юдинцев, С. А. Блинов // Труды ТатНИПИнефть. -1987. - №. 60. - С. 103 - 109.

84. Хижняк, Г. П. Влияние смачиваемости на коэффициент вытеснения нефти водой. Учебное пособие. Нефтегазовое и горное дело / Г.П. Хижняк, А.М. Амиров, А.М. Мошева, С.В. Мелехин, Д.Б. Чижов. - 2013. - С. 54 - 61.

85. Хиангчинг, И. Определение относительной проницаемости коллекторов по нефти и воде с учетом неоднородности фильтрационных свойств: дис. ... канд. техн. наук: 05.15.06 / Хиангчинг Ин. - Москва 1993. - 19 с.

86. Шеин, В.С. Геология и нефетегазоносность России / В.С. Шеин. - М.: ВНИГНИ, 2006. - 776 с.

87. Шванов, В.Н. Систематика и классификация осадочных пород и их аналогов / В.Н. Шванов, В.Т. Фролов, Э.И. Сергеева. - СПб.: Недра, 1998. - 521 с.

88. Шутов, С.С. Технология проведения комплекса работ по отбору консервации, реконструкции керна и подготовке к лабораторным исследованиям / С.С. Шутов, В.Ю. Чернявский, Д.В. Глушков // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2010. - № 5. - С. 58-66.

89. Юрьев, А.В. Методические рекомендации по моделированию остаточной водонасыщенности в лабораторных условиях на образцах полноразмерного керна / А.В. Юрьев, Д.Б. Чижов // Вестник Северного (Арктического) федерального университета. Серия: Естественные науки. - 2015. - № 1. - С. 50-55.

90. Юрьев, А.В. Определение коэффициента вытеснения нефти водой на образцах полноразмерного керна / А.В. Юрьев, В.Е. Шулев // Вестник Северного (Арктического) федерального университета. Серия: Естественные науки. - 2015. - №2. - С.28-34.

91. Юрьев, А.В. Определение относительных фазовых проницаемостей и коэффициентов вытеснения нефти водой на образцах полноразмерного керна / А.В. Юрьев, И.П. Белозеров, В.Е. Шулев // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых: материалы VII Всероссийской конференции. - 2014. - С. 342-345.

92. Юрьев, А.В. Влияние смачиваемости поверхности твердой фазы пород-коллекторов на характер кривых относительных фазовых проницаемостей и коэффициента вытеснения нефти водой / А.В. Юрьев, И.П. Белозеров, В.Е. Шулев // Актуальные направления фундаментальных и прикладных исследований: материалы VII международной научно-практической конференции. - 2015. - С. 11-15.

93. Юрьев, А.В. Экспериментальные исследования влияния АСПВ на коллекторские свойства горных пород / А.В. Юрьев, И.П. Белозеров, Е.Ю. Пустова, В.Е. Шулев // СЕВЕРГЕОЭКОТЕХ-2016: материалы XVII Международной молодежной научной конференции. - 2016. - С. 256-258.

94. Юрьев, А.В. Экспериментальные исследования влияния выпадения асфальтенов на фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов с использованием глубинных проб нефти / А.В. Юрьев, И.П. Белозеров, Е.Ю. Пустова, В.Е. Шулев, А.А. Лобанов // Проблемы геологии и освоения недр: труды XX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета. Том 2. Томский политехнический университет. – 2016. - С. 374-376.

95. Юрьев А.В. Разработка рекомендаций и оборудования по насыщению образцов полноразмерного керна в лабораторных условиях / А.В. Юрьев // Вестник ЦКР Роснедра. - 2014. - № 3. - С. 51-54.

96. Юрьев, А.В. Насыщение образцов полноразмерного керна водой в лабораторных условиях / А.В. Юрьев // Arctic Environmental Research. – 2017. - №2. - С.98-103.

97. Юрьева, З.П. Нижнедевонская карбонатная клиноформа Хорейверской впадины Тимано-Североуральского региона (стратиграфия, корреляция) / З.П. Юрьева, И.Ю. Валиукевичиус. - 2014. - № 2. - С. 26-38.

98. Юрьева, З.П., Валиукевичиус И.Ю. Нижний девон Варандей-Адзьвинской структурной зоны (стратиграфия, корреляция) / З.П. Юрьева, И.Ю. Валиукевичиус // Вестник Института геологии Коми НЦ УрО РАН. - 2012. -№ 5. - С. 6-10.

99. Юрьева, З.П. Обломочные карбонаты пограничных отложений верхнего и нижнего девона / З.П. Юрьева, Л.С. Гернет, Л.П. Черкес, М.А. Лытасова // Литология и нефтегазоносность карбонатных отложений: материалы Второго всероссийского литологического совещания и Восьмого всероссийского симпозиума по ископаемым кораллам и рифам. - 2001. - С. 116-118.

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

101. Abrams, M.A. Oil families and their potential sources in the northeastern Timan Pechora basin, Russia: American Association of Petroleum Geologists Bulletin / M.A. Abrams, A.M. Apanel, O.M. Timoshenko, N.N. Kosenkova. - 1999.- P. 553-577.

102. Anderson, M.A. Core Truth in Formation Evaluation / M.A. Anderson, D. Brent, R. McLin // Oilfield Review / - Summer 2013: 25, no. 2 Copyright. - 2013. - Schlumberger.

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

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

105. Bynum, R.S. Whole-Core Analysis Methods and Interpretation of Data from Carbonate Reservoirs / R.S. Bynum, E.N. Koepf // Journal of Petroleum Technology. - Nov. - 1957. - No.9. - P. 35-41.

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

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

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

109. Collins, R. E. Determination of the Traverse Permeabilities of Large Core Samples from Petroleum Reservoirs / R. E. Collins // J Ollr. Appl. Phys, 1952. - 681 p.

110. Denney, D. Whole Core vs. Plugs: Integrating Log and Core Data to Decrease Uncertainty in Petrophysical Interpretation and Oil-In-Place Calculations / D. Denney //

- Journal of Petroleum Technology. - 2011. Vol. 63. SPE. № 0811-0058-JPT, - P. 58-60.
111. Heafford, A. The geology of Palaeozoic hydrocarbons in the eastern European USSR and their relevance to the Barents shelf, in Vorren / A. Heafford // Arctic geology and petroleum potential, Norwegian Petroleum Society (NPF) Special Publication. - 1999. - No. 2: Amsterdam, The Netherlands, Elsevier Science Publishers B.V. - P. 26-271.
112. Herrera, R. G. On the Petrophysics of Carbonate Reservoirs Through Whole Core Analysis / R. G. Herrera, S.V. Fernando, F. P. Hernandez // Society of Petroleum Engineers, International Petroleum Conference and Exhibition of Mexico, 10-13 October, Veracruz, Mexico. - 1994.
113. Hillestad, J.G. Techniques for Simulating Complex Reservoirs / J.G. Hillestad // Source International Meeting on Petroleum Engineering, 17-20 March, Beijing, China. - 1986. - SPE. № 14109-MS. - P. 23-31.
114. Honarpour, M. M. Relative-Permeability Measurements: An Overview / M. M. Honarpour, S.M. Mahmood // Journal of Petroleum Technology. - 1998. - Vol. 40. - SPE. № 18565-PA. - P. 15-19.
115. Honarpour, M. M. Effects of Rock Heterogeneity on Relative Permeability: Implications for Scaleup / M. M. Honarpour, A.S. Cullick, N. Saad, N. V. Humphreys. - 1995. - JPT. Nov. - P. 980-986.
116. Honarpour, M. M. Whole Core Analysis - Experience and Challenges / M. M. Honarpour, N.F. Djabbarah, K. Sampath // Society of Petroleum Engineers SPE Reservoir Evaluation & Engineering, Dec. - 2006.
117. Jodry, R. L. Pore Geometry of Carbonate Rocks and Capillary Pressure Curves (Basic Geologic Concepts) / R. L. Jodry, G.V. Cinilingarian, S.J. Mazzuilo and H.H. Rieke // Carbonate Reservoir Characterization: A Geologic-Engineering Analysis - Part I. - Elsevier, Amsterdam. - 1992. - 670 p.
118. Johnson, E.F. Calculation of Relative Permeability from Displacement Experiments / E.F. Johnson, D.P. Bossler, V.O. Bossler // Society of Petroleum Engineers. - 1959. - SPE. - № 1023.
119. Kelton F. C. Analysis of Fractured Limestone Cores / F. C. Kelton. - Trans.

AIME. - 1949. - P. 189 - 225.

120. Lander, L. Whole-Rock Elemental Data as an Aid in Log Interpretation: Low-Resistivity Reservoir Case Study / L. Lander, M. Dix, J. Kharrazi, L. Rendon, L. Matute // SPE Latin America and Caribbean Heavy and Extra Heavy Oil Conference, 19-20 October. - Lima. Peru. - 2016.

121. MacDonald, R. M. Effect of Carbonate Heterogeneity on Core - Log Integration / R. M. MacDonald, D. G. Kersey, T. Zhang, M. Akbar, W. Mousa // Kuwait International Petroleum Conference and Exhibition, 14-16 December, Kuwait City, Kuwait. - 2009.

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

123. Robin, M. Wettability of porous media from environmental scanning electron microscopy from model to reservoir rocks / M. Robin, R. Combes, F. Degreve, L. Cuiec. - 1997. - SPE. № 337235. - P. 251-256.

124. Samaniego, V. F. Fluid Flow Through Carbonate Rock Systems / V. F. Samaniego, G.V. Chilingarian, S.J. Mazzullo, H.H. Rieke // Carbonate Reservoir Characterization: A Geologic-Engineering Analysis - Part I. - Elsevier, New York. - 1992. - P. 439-503.

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

126. Salatiel, R. A. Oil recovery by surface film drainage in Mixed wettability rocks / R. A. Salatiel. - 1973. - JPT. - P. 1216-1224.

127. Skopec, R. A. Proper Coring and Wellsite Core Handling Procedures: The First Step Toward Reliable Core Analysis / R. A. Skopec, J. Pet. Tech. April. - 1994. - 280 p.

128. Recommended Practice for Core Analysis. API. RP 40, second edition, February. - API Publishing Services. Washington, D.C., USA. -1998. - 236 p.

129. Unalmiser, S. Engineering Core Analysis / S. Unalmiser, J.J. Funk // Journal

of Petroleum Technology. Vol. 50 // SPE. № 36780-JPT. - 1998. - P. 106-114.

130. Zekri, A. Y. Relative Permeability Measurements of Composite Cores, an Experimental Approach / A. Y. Zekri, R. A. Almehaideb. // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 8-10 October. - Melbourne, Australia. - 2002.

Акт внедрения

УТВЕРЖДАЮ

Проректор по научной работе

ФГАОУ ВО «Северный

(Арктический) федеральный

университет имени М.В. Ломоносова»

Филиппов Борис Юрьевич

«01 октября» 2017 г.

Для предоставления
в диссертационный совет

АКТ О ВНЕДРЕНИИ

результатов диссертационного исследования

Настоящим удостоверяется, что результаты исследований, содержащиеся в диссертационной работе Юрьева Александра Вячеславовича на тему «Совершенствование методов определения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов с применением полноразмерного керна (на примере ряда месторождений севера Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции)», были использованы Инновационно-технологическим центром арктических нефтегазовых лабораторных исследований Северного (Арктического) федерального университета имени М.В. Ломоносова при выполнении договорных работ с производственными предприятиями по исследованиям керна материала из Тимано-Печорской провинции по заявкам.

Использование методических рекомендаций, предложенных А.В. Юрьевым, позволило повысить качество и достоверность результатов при определении основных фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов на полноразмерном керне.

Директор ИТЦ АНГЛИ
САФУ имени М.В. Ломоносова

Тарасова Галина Михайловна

ПРИЛОЖЕНИЕ Б**Акт внедрения****УТВЕРЖДАЮ**

Проректор по научной работе
**ФГАОУ ВО «Северный
 (Арктический) федеральный
 университет имени М.В. Ломоносова»**



Филиппов Борис Юрьевич

«30» *сентября* 2017 г.

Для предоставления
 в диссертационный совет

АКТ О ВНЕДРЕНИИ**результатов диссертационного исследования**

Настоящим удостоверяется, что результаты исследований, содержащиеся в диссертационной работе Юрьева Александра Вячеславовича на тему «Совершенствование методов определения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов с применением полноразмерного керна (на примере ряда месторождений севера Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции)», используются в учебных и практических курсах по дисциплинам: геология нефти и газа и физика пласта, для студентов нефтегазового направления Высшей школы энергетики нефти и газа Северного (Арктического) федерального университета имени М.В. Ломоносова.

Использование методических рекомендаций по изучению кернового материала из сложнопостроенных пород-коллекторов позволило повысить качественный уровень практической подготовки студентов обучающихся по направлению нефтегазовое дело.

Зам. директора ВШЭНиГ
 САФУ имени М.В. Ломоносова

Вихарев

Вихарев Александр Николаевич