

**Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования**

«РОССИЙСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ДРУЖБЫ НАРОДОВ

ИМЕНИ ПАТРИСА ЛУМУМБЫ»

На правах рукописи

РЯБУХИН

Антон Дмитриевич

**МЕТОДИКИ ПОВЫШЕНИЯ ТОЧНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ
КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ПОРОД
НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПЛАСТОВ**

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

Диссертация на соискание ученой степени кандидата
геолого-минералогических наук

Научный руководитель:
д.г.-м.н., доцент Страхов П.Н.

Москва, 2026 г.

Благодарности

Автор выражает искреннюю признательность научному руководителю, доктору геолого-минералогических наук, доценту Страхову Павлу Николаевичу за постоянное руководство, ценные советы и поддержку на всех этапах подготовки диссертации. Автор благодарит кандидата геолого-минералогических наук, заведующего лабораторией петрофизики нетрадиционных коллекторов центра науки и технологий добычи углеводородов Сколковского института науки и технологий Борисова Александра Геннадьевича за всестороннюю помощь на всех этапах написания диссертации и наставничество. Отдельную благодарность автор выражает коллективу центра науки и технологий добычи углеводородов Сколтех за помощь в проведении экспериментальной части работы, получении данных и обсуждении полученных результатов. Автор также благодарит коллектив кафедры недропользования и нефтегазового дела инженерной академии Российского университета дружбы народов имени Патриса Лумумбы за помощь в подготовке диссертации, терпение и ценные советы.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	6
1 Анализ существующих методик лабораторных исследований	13
1.1 Методы определения коэффициента пористости	13
1.1.1 Определение пористости методом насыщения жидкостью	13
1.1.2 Определение пористости пьезометрическим методом	14
1.1.3 Метод определения пористости по плотности	14
1.2 Методы определения коэффициента проницаемости	15
1.2.1 Стационарный метод (Steady-State Technique)	15
1.2.2 Нестационарный метод (Unsteady-State Technique)	16
1.2.3 Стационарный метод (Steady-State Relative Permeability)	16
1.2.4 Нестационарный метод (Unsteady-State или Displacement Method)	16
1.2.5 Методы на основе центрифуги (Centrifuge Method).....	17
1.3 Методы определения коэффициента неснижаемой (остаточной) водонасыщенности.....	17
1.3.1 Метод полупроницаемой мембраны (метод капиллярного давления).....	17
1.3.2 Центрифугические методы	18
1.3.3 Метод ядерно-магнитного резонанса (ЯМР)	21
1.3.4 Метод компьютерной томографии (КТ-сканирование).....	22
1.3.5 Метод Закса (метод поршневого вытеснения).....	22
1.4 Метод ртутной порометрии	23
2 Теоретические основы капиллярных процессов нефтяных залежей.....	26
2.1 Геолого-физические основы возникновения капиллярных явлений в коллекторах нефти и газа	26
2.1.1 Характеристика пустотного пространства пород.....	26
3 Методика построения петрофизической модели порового пространства с целью изучения водной составляющей при помощи порометрических методов и математического моделирования	30
3.1 Теоретические положения.....	32

3.2	Построение литолого–петрофизической модели порового пространства с целью изучения капиллярно-подвижной водонасыщенности.....	36
3.2.1	Формирование представительной коллекции	36
4	Методика повышение достоверности получаемых центрифугических данных для карбонатных пород восточной сибери	42
4.1	Повышение достоверности получаемых центрифугических данных за счёт модернизации метода определений поправок за деформацию кернадержателей ультрацентрифуг, увеличенного времени центрифугирования на максимальных оборотах для введения в систему дренирования микропористости и улучшений на этапе пробоподготовки	42
4.2	Повышение достоверности определения неснижаемой водонасыщенности в отложениях, содержащих водорастворимые соли.....	54
4.2.1	Описание научно–технической проблемы	55
4.2.2	Текущее состояние проблемы	56
4.2.3	Теория	57
4.2.4	Признаки растворения минералов.....	58
4.2.5	Метод	59
4.2.6	Результаты	61
5	Методические советы по комбинированию лабораторных методов для повышения достоверности исследований отложений ачимовской свиты	64
5.1	Исследование связанной воды в породе при помощи ядерно-магнитного резонанса	64
5.1.1	Аппаратурная база ЯМР	64
5.1.2	Методика определения насыщенности образцов с использованием низкочастотного ЯМР	65
5.1.3	Результаты ЯМР исследований кернавого материала	68
5.2	Измерение пористости методом жидкостенасыщения	81
5.2.1	Общие сведения об анализе	81
5.2.2	Оборудование и материалы	82
5.2.3	Методика выполнения	83

5.2.4	Выводы по результатам исследований	87
5.3	Изучение капиллярных характеристик методом ртутной порометрии.....	89
5.3.1	Общие сведения об анализе	89
5.3.2	Оборудование и материалы	90
5.3.3	Коллекция образцов.....	98
5.3.4	Результаты измерений	98
5.3.5	Сопоставление результатов ртутной порометрии с результатами других исследований	99
5.3.6	Выводы по результатам исследований	105
5.4	Исследование капиллярных характеристик методом центрифугирования	
		107
5.4.1	Общие сведения об анализе	107
5.4.2	Коллекция образцов.....	109
5.4.3	Оборудование и материалы	109
5.4.4	Программа эксперимента	111
5.4.5	Результаты измерений	119
6	Методики повышения достоверности определения коллекторских свойств пород с проницаемостью в диапазоне $(0.001 - 1) \cdot 10^{-3}$ мкм ²	132
6.1.1	Основные проблемы оценки влияния на газопрооницаемость сланцевых пород	132
6.1.2	Выбор метода исследований.....	134
6.1.3	Результаты измерений	137
6.1.4	Выводы по результатам измерений	139
6.1.5	Интеграция измерений проницаемости в комплекс исследований	140
6.1.6	Пример комплексной оценки влияния.....	141
	Заключение	146
	Список источников	152

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

Выработка наиболее проницаемых залежей нефти и газа вынуждает добывающие компании исследовать и вовлекать в разработку все менее проницаемые объекты. Последнее сопряжено с рядом технических сложностей. В частности, изучение низкопроницаемых залежей, осложняется тем, что большинство практикуемых в РФ методик исследования керна были разработаны и валидированы на терригенных верхнемеловых отложениях Западной Сибири. Данные методики не учитывают специфики низкопроницаемых отложений и, зачастую, приводят к получению неоднозначных и недостоверным результатам.

Вместе с тем низкопроницаемые отложения весьма специфичны по физико–химическим свойствам, что зачастую требует разработки индивидуальных методических подходов. Ниже кратко представлены методические решения, выработанные автором в процессе изучения различных низкопроницаемых объектов.

Степень разработанности темы

Вопросы петрофизического изучения низкопроницаемых коллекторов освещены в трудах ряда отечественных (Г.И. Теодорович, А.И. Конюхов, Н.В. Дёмин и др.) и зарубежных (Брэйс, Леверет, Джонсон, Хагурт и др.) исследователей, однако степень их разработанности остается недостаточной. Основной массив стандартизованных методик (в частности, ОСТ 39-204-86, ГОСТ 26450.1–85 и др.) разработан для высокопроницаемых терригенных пород и не учитывает специфику низкопроницаемых пород. Для сланцевых и низкопроницаемых пород традиционные стационарные методы газопроницаемости неприменимы. Применяемые нестационарные методы (Pulse Decay, Pseudo Steady State) не унифицированы, а процедуры пробоподготовки не стандартизированы, что увеличивает риск техногенных микротрещин и снижает воспроизводимость результатов. Комплексные литолого-петрофизические модели, интегрирующие данные томографии, ЯМР, ртутной порометрии и

минералогического картирования, для сложных коллекторов практически отсутствуют.

Несмотря на значительное число публикаций, системные методические решения для повышения точности определения коллекторских свойств низкопроницаемых пород до настоящего времени не разработаны, что обосновывает актуальность работы.

Объект и предмет исследования

Объект исследования: коллекторские свойства низкопроницаемых пород нефтегазоносных пластов.

Предмет исследования: методологические подходы, петрофизические зависимости, лабораторные и геофизические методы, направленные на минимизацию погрешностей при определении пористости, проницаемости и водонасыщенности.

Цель работы

Повышение достоверности определения коллекторских свойств низкопроницаемых пород нефтегазоносных пластов.

Задачи

- Анализ существующих методик исследований низкопроницаемых пород.
- Повышение достоверности проведения петрофизических экспериментов по центрифугированию.
- Повышение достоверности оценки высоты капиллярного поднятия воды над уровнем свободной воды при помощи применения комбинированной методики интерпретации результатов центрифугирования.
- Повышение достоверности моделирования строения переходной зоны в диапазоне проницаемостей $(0.01 - 1) \cdot 10^{-3}$ мкм² при помощи улучшенной методики построения капиллярных петрофизических моделей.

Научная новизна

- Предложена улучшенная методика построения капиллярных петрофизических моделей.

- Комбинированная методика интерпретации результатов центрифугирования адаптирована под низкопроницаемые породы.
- Дополнена классификация воды пустотного пространства, введено понятие сложноподвижной воды.

Теоретическая значимость работы

Теоретическая значимость диссертационной работы состоит в том, что полученные результаты могут использоваться для:

- Уточнения и расширения существующих методов работ с коллекторами нефти и газа.
- Создания новой классификации вод в поровом пространстве.
- Создания базы для будущих научных изысканий в области исследования ФЕС низкопроницаемых пород.

Практическая значимость работы

Практическая значимость диссертационной работы состоит в том, что полученные результаты могут использоваться для:

- Повышения достоверности лабораторных исследований за счет учета специфики низкопроницаемых пород.
- Учёта растворения солей на всех этапах: от отбора проб до лабораторных экспериментов.
- Оптимизации выбора методов интенсификации добычи (гидроразрыв пласта, кислотные обработки) на основе более точных данных о свойствах коллектора;
- Снижения риска при оценке извлекаемых запасов и проектировании систем разработки.

Методология и методы исследований

В основу работы положены результаты личных исследований автора, полученные при проведении экспериментов на образцах горных пород, нефти и пластовых водах в лаборатории центра науки и технологий добычи углеводородов Сколковского института науки и технологий. Общая методологическая концепция работы представляет собой комплексный экспериментально-аналитический

подход, сочетающий лабораторное моделирование пластовых условий, петрофизические измерения, современные методы цифровой визуализации порового пространства и математическое моделирование капиллярных процессов. Методологическая стратегия предполагала последовательное решение задач: от совершенствования пробоподготовки и метрологического обеспечения экспериментов до разработки интерпретационных алгоритмов, адаптированных для низкопроницаемых пород различного генезиса (терригенные ачимовские отложения, карбонатные засоленные породы Восточной Сибири, низкопроницаемые отложения баженовской и доманиковой свит). Для решения поставленных задач были использованы методы, включавшие:

- Определение проницаемости горных пород при помощи стационарных и не стационарных методов фильтрации газа (порозиметр ПИК-ПП, Darcy Press)
- Определение пористости образцов керна на порозиметре ПИК-ПП, на сланцевом матричном пермеамetre SMP-200, методом Преображенского, с использованием ЯМР и CT-scan.
- Определение остаточной водонасыщенности и построение кривых капиллярного давления на более, чем 100 образцах керна диаметром от 25 до 38 мм на ультрацентрифуге RC-4500, полупроницаемой мембране, методом самопроизвольной пропитки.
- Получение на центрифуге кривых капиллярного давления в различных термобарических условиях (температуры от 0 °С до 90 °С и обжимом до 30 МПа)
- Определение удельных электрических сопротивлений по двухконтактной методике

- Ряд других рутинных и специальных методов исследований

Мною были систематизированы, обработаны и обобщены более 100 научных статей и различные фондовые данные, в том числе и с керновым описанием.

Физические объёмы исследований

- Была произведена пробоподготовка (выбуривание, торцевание, экстракция, сушка, насыщение) 1 560 образцов.

- На порозиметре-пермеаметре ПИК-ПП мною определены пористость и проницаемость на 847 образцах керна диаметром 30 мм и 254 образцах диаметром 38 мм.
- Методом жидкостенасыщения определено пористости – 316 образцов.
- На порозиметра Darcy Press проницаемость – 348 измерений.
- Удельное электрическое сопротивление определено по двухконтактной методике – выполнено 840 измерений.
- На групповом капилляриметре было - 186 образцов.
- Центрифугирование на ультрацентрифуге RC-4500 было выполнено на 1 014 образцах.

Защищаемые положения

1. Повышена достоверность определения неснижаемой водонасыщенности в залежи на основании разработанной методики построения литолого-петрофизической модели сложных коллекторов, актуализирована типизация вод в поровом пространстве.

2. Установлена дифференциация определяемой неснижаемой водонасыщенности пород благодаря экспериментально обоснованной методике пересчёта за растворение солей во время лабораторных экспериментов, повышающая достоверность получаемых петрофизических данных при работе с образцами, насыщенными водой с минерализацией более 300 г/л.

3. Повышена достоверность определения коллекторских свойств пород с проницаемостью в диапазоне $(0.001 - 1) \cdot 10^{-3}$ мкм² на основании предлагаемых методик пробоподготовки с созданием дополнительного обжима эпоксидной смолой и предварительного тестирования образцов для распределения по типам экспериментов, уменьшающего общее время эксперимента для каждого образца на срок до 120 минут.

Достоверность и личный вклад

Автором были выполнены большие объёмы экспериментов на ультрацентрифуге, порозиметре, капилляриметре, прессе Дарси и ЯМР

релаксметре. Так же были спланированы, организованы и обработаны данные экспериментов по томографии, ртутной порометрии. За время написания диссертации в работе было более 200 образцов, однако наиболее ценные, редкие и кондиционные образцы низкопроницаемых отложений использовались повторно, так как их было около 40-50 штук, а производство кондиционного образца зачастую связано с большими рисками разрушения породы. Образцы экстрагировались, высушивались и заново насыщались. Производился контроль смачиваемости, пористости, проницаемости и внутреннего строения для достижения повторяемости результатов. При необходимости проводилось искусственное старение кернов. Автором были систематизированы, обработаны и обобщены более 100 научных статей и различные фондовые данные, в том числе и с кернавым описанием.

Апробация работы

Основные результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на следующих конференциях и семинарах:

- Международная конференция SPE ADIPEC 2024, Абу-Даби, ОАЭ, 2024 год.
- BalticPetroModel-2024 VIII Балтийская научно-практическая конференция Петрофизическое моделирование тосадочных пород, 2024 год.
- Конференция «Санкт-Петербург 2024. Геонауки: современные вызовы и пути решений».
- Наука о сланцах 2023. Новый опыт. 4-й специализированный научно-практический семинар. Москва, 2023.
- Геомодель 2023. 25-я юбилейная научно-практическая конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа, Геленджик, 04–07 сентября 2023 года.
- Геосочи-2023. актуальные проблемы геологии и геофизики; международная научно-практическая конференция, 2023 год.
- BalticPetroModel-2022. VI Балтийская научно-практическая конференция. ООО «ГеоЕвразия» — Петергоф 4-6 сентября 2022.

Публикации:

По теме диссертации опубликовано 14 научных работ, в том числе 2 статьи в рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК, 2 статьи в рецензируемых научных изданиях, индексируемых в МБЦ.

Публикации ВАК:

1. Борисов А.Г., Казаков А.Д., Рябухин А.Д. Развитие методического обеспечения измерений проницаемости доманиковых отложений // Нефть, газ, новации. 2022, №12.

2. Рябухин А. Д. О влиянии термобарических факторов на остаточную водонасыщенность горных пород // Наука и техника в газовой промышленности, 2023, №1.

Публикации *Web of Science* (Homep ResearcherID *Web of Science*: KLY-7827-2024)

3. Shvalyuk E., Tchistiakov A., Bah N., Mukhametdinova A., Ryabukhin A., Spasennykh M. (2023). New rock typing method for diagenetically modified carbonate reservoirs. *Georesursy = Georesources*, 25(4), pp. 203–218. Q2
<https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.15>

4. Mohamed S. Efara; Strahinja Markovic; Anton Ryabukhin; Emad W. Al-Shalabi; Waleed Alameri; OnePetro; Paper presented at the ADIPEC, Abu Dhabi, UAE (2024); Best Practices for Designing High-Speed Centrifuge Capillary Pressure Experiments <https://doi.org/10.2118/222535-MS>

Выполненные работы

На представительных коллекциях образцов баженовских и доманиковых отложений была выполнена серия экспериментов. Выявлены основные источники погрешностей; усовершенствована процедура пробоподготовки образцов; разработаны рекомендации по снижению погрешностей; разработана методика предварительного тестирования образцов; разработана методика измерений; разработаны процедурные инструкции по каждому виду работ.

1 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДИК ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

В лабораторных работах применяется большое количество рутинных и специальных методов исследований.

1.1 МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ПОРИСТОСТИ

Коэффициент пористости является фундаментальным параметром, характеризующим фильтрационно-емкостные свойства горных пород. Лабораторные методы основаны на непосредственном измерении объемов пор или твердой фазы в образце породы стандартных размеров.

1.1.1 Определение пористости методом насыщения жидкостью

Данный метод, регламентированный ГОСТ 26450.2-85 [2], является одним из наиболее точных и распространённых. Его суть заключается в насыщении образца породы жидкостью (керосин, вода) и последующем определении объёма пор по количеству поглощённой жидкости. Из минусов метода можно отметить контакт образца с насыщающей жидкостью, что, для некоторых типов пород, может привести к изменению свойств и искажению результатов дальнейших тестов.

Методика:

Высушенный до постоянной массы образец взвешивается ($M_{\text{сух}}$). Затем он вакуумируется и насыщается жидкостью. Насыщенный образец взвешивается ($M_{\text{нас}}$). Объем пор ($V_{\text{пор}}$) вычисляется по разнице масс, деленной на плотность жидкости ($\rho_{\text{ж}}$). Общий объем образца ($V_{\text{общ}}$) определяется путем взвешивания насыщенного образца в жидкости (принцип Архимеда) или с помощью пьезометра. Коэффициент пористости $K_{\text{п}} = (M_{\text{нас}} - M_{\text{сух}}) / (\rho_{\text{ж}} * V_{\text{общ}}) * 100\%$.

1.1.2 Определение пористости пьезометрическим методом

Метод основан на законе Бойля-Мариотта и используется для определения открытой (эффективной) пористости. Он особенно эффективен для низкопроницаемых образцов, где насыщение жидкостью затруднено [10]. Из недостатков метода можно выделить несовершенство приборов, наличие мёртвых объёмов, периодические утечки газа, необходимость обжима образца, для исключения перетоков, всё это может привести к искажению результатов. При использовании таких газов, как гелий или азот необходимо выполнять несколько измерений, так как при первом измерении в образце находится воздух, соответственно нужно выполнять как минимум 3 измерения для каждого образца, а после окончания вычислять среднее значение.

Методика:

Образец помещается в камеру известного объема. В систему подается газ (гелий, азот) под давлением P_1 . После стабилизации давление снижается до P_2 за счет расширения газа в дополнительный (эталонный) объем. Изменение давления позволяет вычислить объем зерен (V_z) или объем пор ($V_{пор}$), доступных для газа. Зная общий объем образца ($V_{обр}$), коэффициент пористости вычисляется как: $K_p = (1 - V_z / V_{обр}) * 100\%$.

1.1.3 Метод определения пористости по плотности

Метод основан на знании плотности вещества скелета породы ($\rho_{ск}$) и плотности самой породы (ρ_p). При использовании плотности скелета породы ($\rho_{ск}$) из литературных данных, достоверность финального результата снижается из-за индивидуальных особенностей каждого конкретного образца. В целом, метод применим, когда нельзя допустить контакт образца с жидкостью и при отсутствии газового порозиметра-пермеаметра. Однако в таком случае придётся использовать измерения геометрического объема образца и литературные данные по плотности твёрдой фазы (скелета), что приводит к ухудшению достоверности результатов.

Методика:

Плотность образца (ρ_p) определяется путем взвешивания и измерения его геометрических объемов или методом гидростатического взвешивания. Плотность скелета ($\rho_{ск}$) принимается как плотность основной минеральной фазы (например, для песчаников – плотность кварца, $\sim 2.65 \text{ г/см}^3$) или измеряется на измельченном образце с помощью пикнометра. $K_p = (1 - \rho_p / \rho_{ск}) * 100\%$ [15].

Выбор методики определения коэффициента пористости зависит от задач исследования, типа породы, требуемой достоверности и наличия образцов или данных геофизических исследований скважин. Лабораторные методы на керне предоставляют наиболее точные и достоверные данные, но являются точечными. Современный комплексный подход подразумевает совместную интерпретацию данных нескольких методов для минимизации ошибок.

1.2 МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ПРОНИЦАЕМОСТИ

Абсолютная газопроницаемость определяется как проницаемость пористой среды при 100%-ном насыщении одной фазой, химически инертной по отношению к материалу породы. Измерения проводятся в соответствии с принципами Darcy flow [39].

1.2.1 Стационарный метод (Steady-State Technique)

Наиболее прямой и фундаментальный метод. Через образец породы (керна) создается стабильный ламинарный поток калиброванного газа (азот, гелий) или жидкости (дегазированные керосин, модель пластовой воды (МПВ)). Проницаемость рассчитывается по уравнению Дарси для сжимаемых (газ) или несжимаемых (жидкость) сред [27]. Стандарты API RP 40 «Recommended Practices for Core Analysis», ISO 15926-2. Метод точен, но требует значительного времени для стабилизации потока, особенно в низкопроницаемых образцах.

1.2.2 Нестационарный метод (Unsteady-State Technique)

Данный метод чаще применяется для газов. Он основан на анализе изменения давления при расширении газа из сосуда с известным объёмом в вакуумированный кернодержатель или на постоянной подаче газа в образец при переменном перепаде давления. Расчет ведется по решениям уравнения диффузии. Наиболее распространен метод падения давления (Pressure Decay) [38]. Метод значительно быстрее стационарного и предпочтителен для низкопроницаемых сланцев и кернов с упруго-волновым барьером. Эффективная проницаемость — проницаемость для одной фазы при наличии в порах других фаз.

1.2.3 Стационарный метод (Steady-State Relative Permeability)

Эталонный метод. Две или три фазы (нефть, вода, газ) закачиваются в образец с фиксированными скоростями до достижения стационарного состояния (постоянный перепад давления и неизменные соотношения расходов на выходе). Для каждой точки кривой ОФП измеряются насыщенности. Измерение насыщенности желательно делать при помощи рентгеновской компьютерной томографии (КТ) для неразрушающего контроля) [49].

Преимуществом метода является высокая достоверность, прямое соответствие уравнению Дарси. К недостаткам же можно отнести трудоемкость, длительность экспериментов и большие затраты реагентов.

1.2.4 Нестационарный метод (Unsteady-State или Displacement Method)

Наиболее оперативный метод. Имитирует вытеснение нефти водой или газом в пластовых условиях. Одна фаза вытесняется другой с постоянным расходом. На выходе фиксируется динамика отбора фаз (с помощью сепаратора) и перепад давления. Кривые ОФП восстанавливаются путем решения интегрального уравнения Бакли-Леверетта методом Джонсона-Босслера-Наума (JBN) или его

модификаций [46].

К преимуществам метода можно отнести скорость проведения, близость к процессам реального вытеснения. Недостатками же являются требование точного измерения насыщенностей (часто с помощью КТ-сканирования) и чувствительность к капиллярным эффектам и конечным перепадам давления.

1.2.5 Методы на основе центрифуги (Centrifuge Method)

Данные методы используются для определения капиллярного давления и ОФП в системе нефть-вода или газ-вода. Образец, насыщенный одной фазой, помещается в ротор центрифуги и вращается с возрастающей скоростью. Измеряемый объем вытесненной жидкости позволяет рассчитать кривые капиллярного давления и относительной проницаемости [47]. Метод эффективен для определения относительных фазовых проницаемостей для воды и нефти в системах с сильным капиллярным доминированием.

1.3 МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА НЕСНИЖАЕМОЙ (ОСТАТОЧНОЙ) ВОДОНАСЫЩЕННОСТИ

Остаточная водонасыщенность (S_{wir}) является ключевым параметром, характеризующим содержание неснижаемой воды в поровом пространстве коллектора после фазы вытеснения. Точное определение остаточной водонасыщенности критически важно для оценки запасов углеводородов и проектирования разработки месторождений.

1.3.1 Метод полупроницаемой мембраны (метод капиллярного давления)

Метод основан на использовании ячейки с полупроницаемой керамической мембраной, которая пропускает флюиды (воду, модель пластовой воды) под действием капиллярного давления, но задерживает газ. Образцы керна, доведенные

до 100 % водонасыщенности, помещается в камеру, в которую подается газ (воздух или гелий или азот), создающий капиллярное давление, имитирующее процессы дренирования в пласте. Когда выход воды из образцов прекращается, считается, что достигнута остаточная водонасыщенность. Метод требует значительного времени (недели или месяцы) для достижения равновесия, но считается одним из наиболее точных для определения капиллярных давлений, соответствующих неснижаемой водонасыщенности [33, 59].

1.3.2 Центрифугические методы

В настоящее время существует большое количество разнообразных методик определения остаточной водонасыщенности и построения кривых капиллярного давления с помощью центрифугирования. Метод заключается в помещении насыщенного моделью пластовой воды (МПВ) образца в центрифугу и создании давления, которое вытесняет флюид. Интенсивность вращения постепенно увеличивается, что соответствует ступенчатому повышению капиллярного давления. Объем вытесненной воды измеряется на каждой ступени. Метод значительно быстрее мембранного, однако его критические недостатки – капиллярные концевые эффекты и сложность интерпретации данных для гетерогенных образцов [33, 47].

В Российской Федерации существует ОСТ 39-204-86 [5], однако данный документ 1987 года устарел и не всегда подходит для современного оборудования. В ОСТ 39-204-86 [5] указано, что вращение образцов при каждом заданном числе оборотов на центрифуге без стробоскопического устройства необходимо продолжать в течение 60 минут [5], что является недостаточным при центрифугировании образцов с низкими фильтрационно-емкостными свойствами, а исследования именно таких пород становятся всё более актуальными в наше время.

Многие компании и лаборатории выполняют эксперименты с центрифугированием по собственным методикам, которые только частично

опираются на ОСТ. Единой методики нет из-за чего сравнение данных, зачастую, бывает невозможным. Одна из используемых методик - усовершенствованная методика Hassler-Brunner. Метод базируется на уравнении Лапласа для капиллярного давления, где центробежная сила создает аналог гравитационного воздействия, но со значительно большей интенсивностью [48,53]. Используются специализированные керновые центрифуги с точным контролем температуры (до $\pm 0.5^\circ\text{C}$) для имитации пластовых условий [26].

Современные установки оснащаются роторными системами с защитой от вибрации, прецизионными датчиками измерения объема вытесненной жидкости (точность $\pm 0.01 \text{ см}^3$), автоматизированными системами сбора данных [44].

Для низкопроницаемых образцов ($<1 \text{ мД}$) применяют ультрацентрифугирование при 15,000-20,000 об/мин с использованием специальных роторов [53].

Методика проведения эксперимента:

Экстракция остаточных флюидов (азотная экстракция)

Вакуумное насыщение пластовой водой

Кондиционирование при пластовой температуре 24-48 часов

Центрифугирование:

Постепенное увеличение скорости с шагом 500-1000 об/мин

Выдержка на каждой ступени до стабилизации (обычно 6-12 часов)

Регистрация объема вытесненной воды после каждой ступени [26, 53].

Полученные результаты обрабатывают по модифицированной модели Hassler с учетом эффекта граничного слоя, капиллярного гистерезиса, реологических свойств флюидов [48, 44].

Крайне полезно применение ядерно-магнитного резонанса для мониторинга состояния образца. Данная методика называется: ступенчатое центрифугирование с расширенным мониторингом.

Применяется ядерно-магнитная релаксометрия (NMR) для in-situ мониторинга распределения фаз. Использование микрофлюидных датчиков давления. Автоматизированные системы контроля химического состава

вытесняемой воды [44, 35].

Усовершенствованная процедура:

Начальная стадия:

Базовая характеристика образца методами КР, СЭМ.

Определение начальной водонасыщенности.

Многоступенчатое центрифугирование:

5-7 ступеней скорости с геометрической прогрессией.

Контроль температуры с точностью $\pm 0.2^\circ\text{C}$.

Анализ вытесняемого флюида во время эксперимента (спектрофотометрия, кондуктометрия).

При постобработке происходит коррекция данных на эффект "концевого насыщения", учёт капиллярного подпора, 3D-реконструкция распределения фаз [35, 31].

Зачастую центрифугические исследования проводят совместно с КТ-сканированием. Интегрированная методика центрифугирования и микро-КТ использует синхротронное излучения для наноразрешения (до 50 нм), специальные кернодержатели, совместимые с центрифугой и томографом, алгоритмы машинного обучения для обработки 3D-изображений [31, 59].

Экспериментальный протокол:

Предварительное сканирование:

Разрешение 1-5 мкм.

Определение микроструктуры порового пространства.

Центрифугирование:

В специальном роторе с прозрачными стенками.

Контроль процесса in-situ.

Постцентрифужный анализ:

Сравнительная томография.

Количественная оценка распределения фаз.

Построение капиллярных кривых для отдельных поровых классов [31, 59]

При работе с нетрадиционными коллекторами и с образцами с высоким

содержанием глинистого материала применяется низкоскоростное центрифугирование. Специфика методики заключается в том, что происходит применение ионно-модифицированных растворов для стабилизации глинистого материала, контроль электрохимических параметров, центрифуг с горизонтальным ротором [25].

Модифицированный протокол:

Кондиционирование в пластовой воде 7-14 дней.

Импregnация солевыми растворами.

Центрифугирование в специальных режимах (импульсное, колебательное).

Давление не выше 5 атм.

Температурный контроль.

Анализ:

ЯМР-релаксометрия.

ИК-спектроскопия.

Рентгеноструктурный анализ [25].

Гибридные методики:

Комбинация с капиллярной пропиткой.

Совместное применение с ЯМР-релаксометрией.

В настоящее время большое внимание уделяется постобработке, применяются различные способы автоматизации, используется искусственный интеллект. Однако необходим единый документ, нормирующий проведение экспериментов.

1.3.3 Метод ядерно-магнитного резонанса (ЯМР)

ЯМР-спектроскопия и релаксометрия не являются прямыми методами вытеснения. Они основаны на измерении релаксационных характеристик (времен релаксации T_1 и T_2) протонов в воде и углеводородах. Поскольку время релаксации зависит от степени связывания флюида с поверхностью породы, по спектрам T_2 можно количественно разделить флюиды в разных типах пор

(свободные и капиллярносвязанные). Остаточная вода проявляется в виде отдельного пика в области коротких времен релаксации. Метод неразрушающий, быстрый и позволяет оценивать остаточную водонасыщенность без изменения состояния керна [37, 41].

1.3.4 Метод компьютерной томографии (КТ-сканирование)

Рентгеновская компьютерная томография предоставляет пространственное (3D) распределение плотности внутри керна. В динамическом режиме (во время вытеснения) КТ позволяет в реальном времени визуализировать и количественно оценивать изменение насыщенности флюидами. Для определения остаточной водонасыщенности проводят эксперимент по вытеснению воды непосредственно внутри томографа. Когда фронт вытеснения проходит и насыщенность перестает меняться, фиксируется остаточная водонасыщенность. Метод обеспечивает высочайшую детализацию и позволяет изучать гетерогенность распределения остаточной воды [61, 30]. Однако, данный метод требует специальных рентгенопрозрачных кернодержателей и возможность проведения эксперимента внутри сканера.

1.3.5 Метод Закса (метод поршневого вытеснения)

Классический метод, при котором керн, насыщенный моделью пластовой воды, помещается в кернодержатель и через него прокачивается вытесняющий агент (газ, нефть или модели нефти) при заданных перепадах давления. Объем вытесненной воды измеряется, а остаточная насыщенность рассчитывается по материальному балансу. Несмотря на простоту, метод может давать завышенные значения остаточной водонасыщенности из-за преждевременного прорыва вытесняющего агента и недостаточного времени для стабилизации капиллярных сил. Часто используется как базовый или в сочетании с более сложными методиками [33, 59].

Выбор методики определяется требуемой точностью, временем проведения анализа, гетерогенностью образца и задачами исследования. Мембранный метод считается эталонным для калибровки, в то время как КТ и ЯМР предоставляют уникальную информацию о пространственном распределении фаз. Центрифгический метод и метод Закса остаются распространенными благодаря относительной простоте и скорости, но требуют аккуратного отношения к результатам экспериментов.

1.4 МЕТОД РТУТНОЙ ПОРОМЕТРИИ

Ртутная порометрия — это широко используемый лабораторный метод для определения распределения пор по размерам и капиллярных свойств горных пород. Метод основан на свойстве ртути, которая является не-смачивающей фазой для большинства пород коллекторов (угол смачивания обычно принимается больше 140°). Это позволяет симулировать процесс дренирования, когда ртуть вытесняет смачивающую фазу (воздух или вакуум) под приложенным давлением.

Принцип метода

Подготовка образца: представительный образец керна (обычно небольшого размера, 1-2 см³) тщательно очищается и высушивается для полного удаления всех флюидов.

Вакуумирование: образец помещается в порозиметр, где создается глубокий вакуум для удаления остаточного воздуха и флюидов.

Введение ртути: камера, содержащая образец, заполняется ртутью при низком давлении. На этом этапе ртуть проникает только в самые крупные поры.

Поэтапное увеличение давления: внешнее давление, прикладываемое к ртути, систематически повышается по заранее заданной программе. В соответствии с уравнением Уошберна (модифицированным уравнением Лапласа), каждому приложенному давлению соответствует радиус пор, в которые проникает ртуть [55]:

$$P_c = (2\sigma \cos\theta) / r,$$

где:

- P_c — капиллярное давление (давление инъекции),
- σ — поверхностное натяжение ртути (обычно 480 дин/см),
- θ — угол смачивания ртути (обычно принимается 140°),
- r — радиус порового канала.

Измерение: на каждом шаге давления измеряется объем ртути, внедрившейся в поровое пространство. Таким образом, получают зависимость насыщенности ртутью (которая является аналогом насыщенности не-смачивающей фазой) от капиллярного давления.

Определение остаточной водонасыщенности

Кривая капиллярного давления, полученная методом ртутной порометрии (MICP), позволяет оценить остаточную насыщенность смачивающей фазы (S_{wr}). На кривой внедрения (инъекции) S_{wr} соответствует начальной точке плато, где дальнейшее увеличение давления не приводит к значительному увеличению объема внедренной ртути. Этот остаточный объем пор, недоступный для внедрения ртути даже при высоких давлениях, представляет собой связанную воду, включая и остаточную водонасыщенность. Эти поры обычно имеют субкапиллярные размеры (менее 0.1 мкм) [55, 45].

Преимущества и ограничения

Преимущества:

- Высокая скорость проведения анализа по сравнению с мембранными методами.
- Широкий диапазон измеряемых радиусов пор (от тысяч нанометров до нескольких нанометров) за счет применения очень высоких давлений (до 60 000 psi / 414 МПа).

Ограничения:

- Деструктивность: Образец после анализа загрязнен ртутью и непригоден для дальнейших исследований.
- Нарушение структуры пор: Высокое давление может привести к растрескиванию или разрушению тонких скелетных структур породы (например, в

глинах или слабосцементированных песчаниках), искажая результаты [55, 45, 60].

Ртутная порометрия является хорошим инструментом для характеристики порового пространства, но ее данные требуют осторожной интерпретации и часто используются в комбинации с другими методами (например, с КТ-сканированием для учета геометрии пор) для более точной оценки фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и остаточных насыщенныхностей.

2 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ КАПИЛЛЯРНЫХ ПРОЦЕССОВ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

2.1 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ КАПИЛЛЯРНЫХ ЯВЛЕНИЙ В КОЛЛЕКТОРАХ НЕФТИ И ГАЗА

2.1.1 Характеристика пустотного пространства пород

Пространства пустот в горных породах – это участки, не занятые твердыми компонентами, и которые могут быть заполнены жидкостями или газами. В природных условиях пустоты часто содержат флюиды. Существует несколько видов пустот, среди которых выделяют поры, трещины и каверны.

Поры: В осадочных породах, состоящих из оформленных компонентов, поры возникают благодаря неупорядоченному распределению этих оформленных обломков. Поры имеют форму, схожую с формой оформленных компонентов, из которых они образовались. В других породах поры могут быть различны по характеру, но часто они не имеют способности пропускать флюиды, и обычно их не включают в исследования, если не рассматривается специфический контекст. Размер и форма пор зависят от множества факторов, включая величину зерен, степень их округлости, плотность упаковки, наличие цементации и воздействие постседиментационных процессов [12].

Капиллярные процессы играют более значимую роль в порах, чем в других типах пустот. Однако важно помнить, что классификация пор условна, и границы между их различными типами не всегда четкие, так как влияние разных сил зависит от множества факторов, включая флюиды и гидродинамические условия [12].

Трещины: это разрывы сплошности в породах, возникающие из-за механических напряжений. Они могут быть природными или техногенными. Естественные трещины часто образуются в результате тектонических процессов. Техногенные трещины образуются в результате человеческой деятельности, как, например, при бурении скважин или нагнетании флюидов под давлением. Такие

трещины могут быть небольшими, но со временем развиваться, создавая большие системы трещин, что влияет на гидродинамические характеристики [9, 19, 17].

Каверны: В других типах осадочных пород каверны либо отсутствуют, либо имеют микроскопический размер и не играют значительной роли в фильтрационно-емкостных свойствах. Важным моментом является то, что даже микроскопические каверны могут не оказывать значительного влияния на фильтрационные характеристики, и их можно считать частью порового пространства.

Межфазное натяжение – это термодинамическая характеристика, определяющая энергетическое состояние границы между двумя фазами. Оно зависит от состава флюидов, температуры и присутствия поверхностно-активных веществ. Для системы "нефть - вода" влияние давления на межфазное натяжение минимально, тогда как в системе "газ - вода" оно может быть существенное [16, 20].

Капиллярное давление описывается уравнением Лапласа для цилиндрических капилляров, хотя реальная геометрия капилляров в природных коллекторах может быть гораздо сложнее [9, 16]. Кривая капиллярного давления (ККД) позволяет оценить капиллярные свойства коллектора, отображая зависимости между разницей давлений и водонасыщенностью. Такая кривая строится на основе лабораторных исследований и является важным инструментом в нефтяной и газовой геологии, характеризую структуру порового пространства и влияние капиллярных сил на насыщение флюидами.

Радиус капилляра – важная характеристика для понимания структуры порового пространства. Разные методы измерения, такие как ртутная порометрия или ЯМР, позволяют точно определить радиус капилляров и их распределение в пористых средах. Важно выбирать правильный метод в зависимости от цели исследования, так как каждый из них имеет свои особенности и ограничения.

Такой подход к исследованию пустот в горных породах помогает точнее определить их фильтрационно-емкостные свойства, что критично для добычи углеводородов.

Радиус капилляра — важный параметр для понимания пористых структур и

характеристики коллекторов углеводородов. Сечение капилляров в горных породах непостоянно по форме и размерам [12, 9, 21, 22, 23]. Изучая пористые коллекторы, применяются различные методы, которые могут предоставить информацию о капиллярных каналах с разной точностью в разных условиях. К основным методам относятся:

Метод дренажа: используемый для определения структуры порового пространства с помощью капиллярной метрики, ртутной порометрии и центрифугирования. Здесь особое внимание уделяется узким каналам, поскольку они лучше отражают распределение сужений капилляров и объемы узлов, прилегающих к ним. Этот метод наиболее близок к условиям, когда нефть и газ вытесняют воду в реальных геологических системах.

Метод пропитки: основывается на использовании смачивающего флюида (например, воды) для изучения структуры порового пространства. В этом случае наиболее важным является расширение капилляров и образование узлов. Такой метод наиболее точно отображает процесс проникновения флюидов в пору, что особенно важно при изучении породы в условиях водонасыщения.

Петрографические исследования: Этот метод включает рассечение образца породы под произвольным углом и исследование структуры пор. Однако такой подход ограничен геометрическими особенностями породных каналов и формой срезов, что может влиять на достоверность измерений радиуса пор и их геометрических характеристик.

Ядерно-магнитный резонанс (ЯМР): ЯМР используется для изучения структуры поровых каналов, однако этот метод может быть подвержен искажениям, например, из-за релаксации на поверхности и специфических свойств флюидов, что требует осторожности при интерпретации полученных данных.

Средний радиус капилляра в некоторых случаях можно рассчитать с помощью формул, предложенных такими учёными, как М. Леверетт, М.Д. Миллионщиков и М.Л. Сургучев [20].

Весьма распространён альтернативный способ определения среднего радиуса пор, предложенный М. Левереттом:

$$\langle r \rangle = \frac{\sqrt{k/m}}{2}, \quad (2.1)$$

где k – проницаемость, мД; m – пористость, доли.

М.Д. Миллионщиковым предложена аналогичная формула:

$$\langle r \rangle = \sqrt{8k/m} \quad (2.2)$$

М.Л. Сургучев приводит следующую формулу среднего диаметра пор [20]:

$$\langle d \rangle = c\sqrt{k/m}, \quad (2.3)$$

где c – порометрический коэффициент, индивидуальный для каждого вида коллектора.

Подробно вопрос выбора формулы для определения среднего диаметра канала рассмотрен К.С. Басниевым [6]. Им отмечается, что при выводе формулы пористость отождествлена с просветностью S_α (удельной площадью сечения каналов). Для введения поправки им вводится структурный коэффициент $\varphi_\alpha = S_\alpha / m$, формула приобретает вид:

$$\langle d \rangle = \sqrt{\varphi_\alpha k / m}. \quad (2.4)$$

Для анизотропного идеального грунта предлагается использовать $\varphi_\alpha = 3$ таким образом:

$$\langle d \rangle = \sqrt{96k/m} \quad (2.5)$$

Из всего вышеперечисленного можно сделать вывод, что в зависимости от поставленной исследовательской цели необходимо выбирать сечения, в которых следует измерять диаметр капилляра и выбирать соответственно метод измерения.

Также для сложных структур можно вводить поправочные коэффициенты, чтобы учесть особенности поровых пространств.

В заключение, можно сказать, что выбор метода для анализа порового пространства и определения радиуса капилляров должен зависеть от поставленных задач и типа исследуемого коллектора. В каждом случае различные методы могут дать более точные или более подходящие результаты в зависимости от того, какой аспект порового пространства исследуется [7].

3 МЕТОДИКА ПОСТРОЕНИЯ ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА С ЦЕЛЬЮ ИЗУЧЕНИЯ ВОДНОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ ПРИ ПОМОЩИ ПОРОМЕТРИЧЕСКИХ МЕТОДОВ И МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Фильтрационно – емкостные свойства сложных коллекторов часто определяются сложным взаимодействием ряда факторов: размером обломков; глинистостью; текстурой и т.д. Одним из таких объектов является ачимовская пачка пластов, представляющая собой результат сноса обломочного материала турбидитными потоками; градационного осадконакопления и глубокого катагенеза [56]. Изучение таких объектов требует разносторонних исследований керна с последующим глубоким анализом результатов. Наиболее эффективным способом анализа является построение петрофизических моделей. Построение многомерной модели позволяет увязать большое количество разнородных исследований в единую концепцию, выявить скрытые тенденции, построить многомерные зависимости и определить свойства, которые не определяются напрямую. В конечном итоге это позволяет принимать более адекватные и взвешенные решения и решать промыслово-геологические задачи как это продемонстрировано в работах [42, 36]. Изучение объёмов капиллярно-подвижной воды (остаточной воды, которая может фильтроваться при определенных условиях) в объекте ачимовских отложений одного из месторождений Западной Сибири.

Традиционно в геологическом обиходе используется понятие «Коэффициент остаточной водонасыщенности горной породы» которое согласно ГОСТ 22609-77 трактуется как «Коэффициент водонасыщенности горной породы при предельном насыщении нефтью или газом». Данное определение, на сегодняшний день, нуждается в уточнении, т.к. предел насыщения породы углеводородами зависит от условий залегания породы и др. факторов. Применение такого, весьма условного термина, приемлемо при разработке классических залежей. Однако, для сложных коллекторов, таких как нижнемеловые и юрские отложения Западной Сибири, в которых остаточная вода занимает большую часть порового пространства такой

подход мало приемлем. При разработке таких залежей важно учитывать, что остаточная вода неоднородна по своему составу и свойствам. В ее составе современная гидрогеология выделяет химически-связанную, физически-связанную, и свободную компоненты. В составе свободной компоненты выделяют: капиллярно–неподвижную, капиллярно-подвижную и капиллярно-легкоподвижную воду [58]. Последнее особенно актуально для решения промыслово-геологических задач, т.к. часть воды, которая в неразработанной залежи соответствует определению остаточной, при техногенном воздействии может двигаться и участвовать в фильтрации (рисунок 3.1).

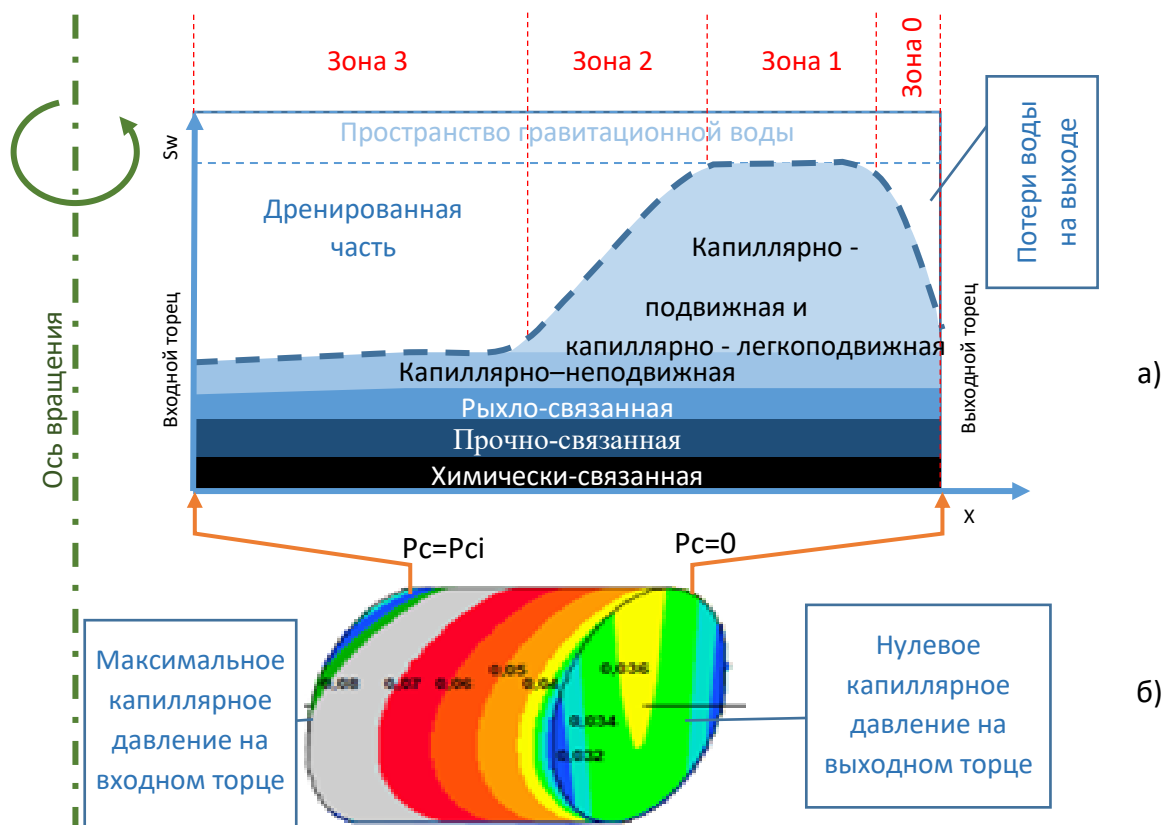


Рисунок 3.1 – Современное представление о распределении воды в образце при центрифугировании: а) распределение водонасыщенности вдоль оси образца; б) модель распределения капиллярных давлений П.Форбса [56]

По мнению автора в пласте ачимовской толщи присутствует капиллярно-неподвижная водонасыщенность, которая при определенных условиях может переходить в капиллярно-подвижное состояние и поступать в скважину.

3.1 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Главным фактором, определяющим количество остаточной воды, в породе является структура порового пространства. Для ее изучения, на текущий момент, разработан ряд методов: ртутная порометрия, метод полупроницаемой мембраны, центрифугирование, ЯМР-релаксометрия, адсорбция, исследования шлифов, микротомография. Каждый из методов имеет свои особенности и диапазон исследований. Это необходимо учитывать при выборе метода и интерпретации результатов. В данной работе была использована комбинация из 3 методов: ртутная порометрия, центрифугирование, ЯМР.

Наиболее достоверным способом изучения структуры порового пространства нефтегазоносных горных пород является ртутная порометрия. Но данный метод мало непригоден для оценки остаточной водонасыщенности, т.к. в нем отсутствует смачивающей флюид. Вакуум, в отличие от воды, не образует на поверхности породы пленок, не удерживает занятыми разобщенные поры. Это весьма актуально для глинистых ачимовских отложений, где хлоритовые щетки способны удерживать на поверхности зерен существенный объем воды [56]. Метод ЯМР также охватывает широкий диапазон пор, однако слабая физическая связь размера поры со временем поперечной релаксации и трудность однозначного разделения релаксационной кривой на компоненты приводит к тому, что распределение размеров пор по ЯМР носит в основном качественный характер. Вместе с тем, появившаяся в новых приборах возможность снятия послойных спектров дает данному методу много новых исследовательских возможностей. Метод центрифугирования также обладает рядом особенностей, которые подробно описаны в [42, 28]. Важной особенностью метода центрифугирования является отсутствие в образце единого капиллярного давления и равномерного распределения флюидов. Это сильно усложняет интерпретацию результатов [42], но в то же время, знание локальной насыщенности в разных частях образца позволяет извлечь дополнительную информацию о породе.

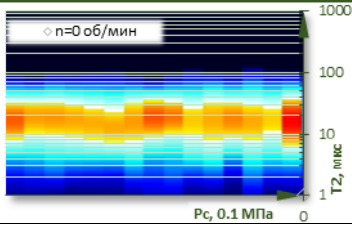
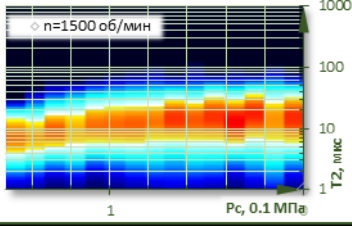
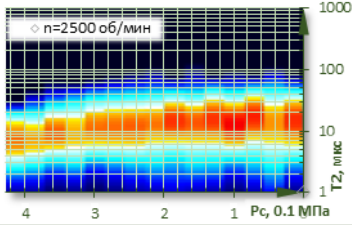
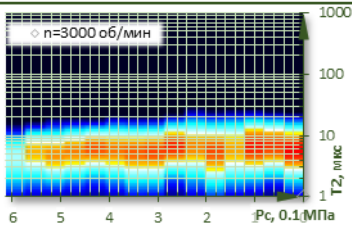
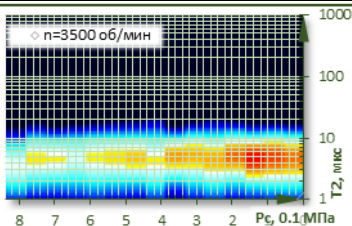
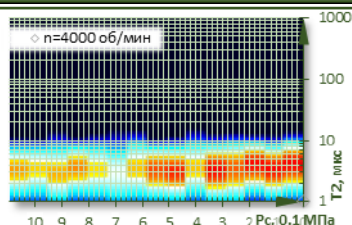
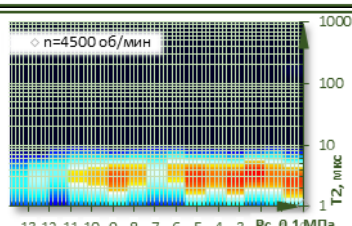
На основании теоретических представлений, различными авторами, создан ряд математических моделей [36, 28, 34], описывающих капиллярно-центробежное распределение воды в центрифугируемом образце, что позволяет использовать результаты моделирования в качестве дополнительной информации.

Оценка значений капиллярно-неподвижной водонасыщенности выполнялась путем сопоставления теоретических и фактических значений водонасыщенности образцов в ходе центрифугирования. Для этого, на основании данных ртутной порометрии, для каждого образца на каждом режиме были рассчитаны значения средней водонасыщенности $\langle S_w \rangle$ по модели, описанной в [4]. Поскольку в данную модель заложен только капиллярный механизм удерживания воды, то расхождение значений модельной и фактической насыщенности, позволяло вычислить объем воды, который удерживается механизмами, более сильными, чем капиллярные. Для эксперимента было отобрано 2 наиболее однородных образца (таблица 3.1) на которых было выполнено центрифугирование с фиксацией средней водонасыщенности $\langle S_w \rangle$. Дополнительно, для визуализации внутренних процессов, на отдельной партии был выполнен центрифугирование с послойным ЯМР-сканированием на каждом режиме. На образцах 2 партии сопоставление фактической и модельной насыщенности не выполнялось, из-за существенного подсыхания образцов в процессе ЯМР – сканирования.

Сводные результаты экспериментов представлены в 3.1.

По результатам анализа данных, были сделаны предварительные оценки доли неподвижной воды ($K_{вн}'$) в поровом пространстве образцов (таблица 3.1). Полученные значения оказались значительно ниже, чем неснижаемая водонасыщенность ($K_{вн}$), определяемая по результатам центрифугирования. Причиной, такого расхождения могут быть локальные разрывы сплошности водной фазы, которые проявляются на режимах центрифугирования выше 3000 об/мин (таблица 3.1).

Таблица 3.1 – Сводные результаты экспериментов (сделано автором)

Режим, об/мин	P_{ci} , 0,1 МПа	Типичный вид послойного спектра	Примечания к спектрам	Сходимость $\langle Sw \rangle$ модель-факт
0	0		Весьма равномерное распределение влаги. Незначительная неоднородность распределения влаги является следствием неоднородности образца. Зона 1	Сходимость удовлетворительная (в пределах 2% абс.) для обоих образцов
1500	1,54		Начинается десатурация со стороны входного торца (дренируются наиболее крупные поры). Зона 1 сохраняется на промежутке 0-1·0,1 МПа.	Сходимость удовлетворительная (в пределах 2% абс.) для обоих образцов
2500	4,28		Продолжается десатурация со стороны входного торца. Зона 2 в промежутке (2-3,75)·0,1 МПа. Начиная с отметки 3,75·0,1 МПа начинается формирование зоны 3.	Сходимость удовлетворительная (в пределах 2% абс.) для обоих образцов
3000	6,17		Наблюдается выравнивание насыщенности по образцу. Предположительно зона 3 распространилась по всей длине образца	Сходимость удовлетворительная для образца х2. Занижение насыщенности
3500	8,39		Весьма равномерное распределение влаги по образцу. Незначительное увеличение насыщенности к выходному торцу. По отношению к предыдущему	Занижение насыщенности по модели для обоих образцов
4000	10,96		Весьма равномерное распределение влаги по образцу. Незначительное увеличение насыщенности к выходному торцу. По отношению к предыдущему	Занижение насыщенности по модели для обоих образцов
4500	13,88		Возобновление деэсатурации со стороны входного торца выше отметки 11·0,1 МПа (предположительно срыв рыхло- связанной воды). Локальные разрывы	Занижение насыщенности по модели для обоих образцов

P_{ci} – капиллярное давление на входном торце образца; $\langle Sw \rangle$ -средняя водонасыщенность по образцу

Такие явления нарушают механизм центробежного дренирования образца. Вместе с тем появление таких разрывов подтверждает существование капиллярно-неподвижной воды, которая имеет свойство переходить в капиллярно-подвижную при повышении водонасыщенности [58].

Таблица 3.2 – Результаты оценки доли капиллярно - неподвижной воды

Обр. №	Кпо (N2), д.ед.	Кпрг (N2), 10 ⁻³ мкм ²	Квн, д.ед.	Квн', д.ед.	Кв(кн)'
x1	0,114	0,071	0,655	0,435	0,220
x2	0,117	0,033	0,735	0,560	0,175
Кпо(N2) – открытая пористость по азоту; Кпрг (N2) – газопроницаемость по азоту; Квн – неснижаемая водонасыщенность определённая методом центрифугирования; Квн' - оценочное значение доли неподвижной воды в поровом пространстве; Кв(кн)'– оценочное значение доли капиллярно-неподвижной воды;					

Проведенные исследования дают основание полагать, что часть воды в ачимовских отложениях, которая традиционно относится к неснижаемой водонасыщенности, при определенных условиях может переходить в подвижное состояние и участвовать в фильтрации.

По предварительным оценкам, доля капиллярно-неподвижной воды в изучаемом объекте составляет 17,5 – 22,0 %.

Для подтверждения/опровержения данных гипотез в дальнейшем рекомендуется изучить зависимость величины критической водонасыщенности в ачимовских отложениях от градиента давления и скорости фильтрации путем проведения соответствующих фильтрационных экспериментов.

3.2 ПОСТРОЕНИЕ ЛИТОЛОГО–ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА С ЦЕЛЬЮ ИЗУЧЕНИЯ КАПИЛЛЯРНО-ПОДВИЖНОЙ ВОДОНАСЫЩЕННОСТИ

3.2.1 Формирование представительной коллекции

Для построения адекватной модели необходимо, чтобы она базировалась на результатах исследований образцов, представительно отражающих изучаемый объект. Однако, по причине сильной расчленённости и литологической изменчивости ачимовских пластов, отбор даже по одному образцу из каждого поропластка приводит к получению чрезмерно большой коллекции, что существенно затягивает и удорожает исследования. В связи с этим было решено предварительно, на широкой коллекции, выполнить изучение органического вещества (пиролиз) и катионно-обменного комплекса (ЕКО). Сопоставление данных исследований позволило выделить в разрезе пласта 3 группы литотипов (рисунок 3.2, таблица 3.3).

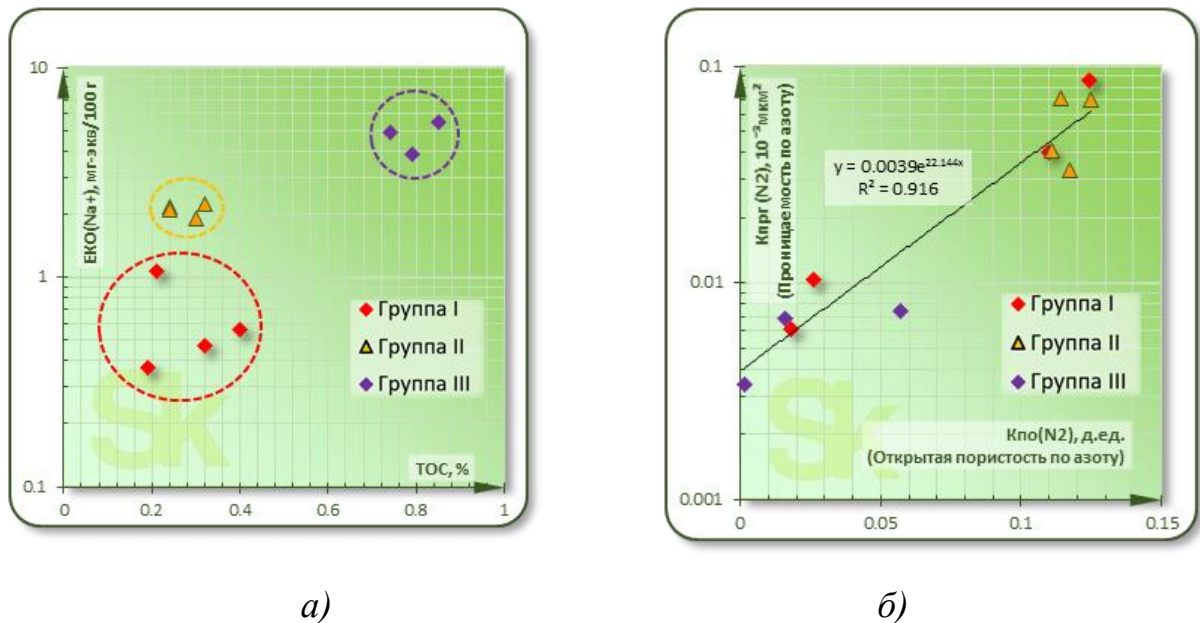


Рисунок 3.2 – Сопоставление свойств групп в представительной коллекции:

а) Преобладающих ионов в обменном комплексе с содержанием органического вещества (ТОС); б) Газопроницаемости и пористости по азоту (сделано автором).

Таблица 3.3 – Характеристики основных групп

Группа	Преобладающие ионы в обменном комплексе	Основные литотипы	<Syд>, м ² /г	<Сгл>, %	< ТОС>, %
I	Ca+NH ₄ +Mg	песчаники мелкозернистые и известковистые	2,1	8,37	0,38
II	Ca+NH ₄	песчаники мелкозернистые	1,97	10,87	0,51
III	Na	глинистые алевролиты	18,1	28,8	0,90

Таким образом главными критериями представительности, при формировании коллекции, стали: представительство всех групп; охват диапазона пористости пласта; охват диапазона проницаемости пласта. Исходя из этих принципов, была сформирована представительная коллекция из 11 образцов, свойства которых отражены на рисунке 3.3.

Для повышения качества модели была выполнена предварительная подготовка данных:

- На распределениях поровых каналов, полученных по ртутной порометрии, были отсечены артефакты заполнения (поверхностные неровности, пространство между кусочками которое методом воспринимается как поры большого размера). Критерий правильности отсечки – наилучшая корреляция пористости по ртути с пористостью по азоту.

- Результаты определения минерального состава были отнесены к объему породы.

Для построения модели были использованы результаты исследований минерального состава (рентгеноструктурный анализ), структуры порового пространства (ртутная порометрия), капиллярных характеристик (центрифугирование) пористости (по воде и азоту) и газопроницаемости (по азоту). Данные исследования были выполнены на представительной коллекции образцов, описанной выше. Физическая парадигма, заложенная в основу модели (рисунок 2), предполагает следующее:

- Наиболее крупные поры изучаемом объекте образованы пространством между обломками кварца и полевых шпатов, что подтверждается исследованиями шлифов.
- Наиболее мелкие поры образованы глинистыми оформленными компонентами.
- В виду того, что существенная доля кварц-полевошпатовых обломков имеет размерность глинистой фракции (подтверждено микроскопическими исследованиями глинистой фракции) существует промежуточный диапазон пор, имеющих смешанный генезис. Данные поры могут быть образованы как кварц – полевошпатовыми обломками, так и глинистыми агрегатами.
- Доля межзерновых пор коррелирует с суммарным содержанием кварца и полевых шпатов, доля пор глин коррелирует с глинистостью, доля пор смешанного генезиса не имеет четких корреляций ни с глинистой ни кварц-полевошпатовой составляющей.
- Неснижаемая вода заполняет поры в порядке возрастания гидравлического диаметра.

На первом этапе построения модели выполнялся поиск диапазона пор, объем которых коррелирует с суммарным содержанием кварца и полевых шпатов. Затем происходил поиск диапазона пор, который коррелирует с содержанием глинистых минералов. Промежуток между диапазонами межзерновых глин и пор пор был отнесен к порам смешанного генезиса. Используя полученные отсечки были получены корреляции доли каждого вида пор с проницаемостью (рисунок 3.3 3 ряд). Корреляционный анализ показал, что только межзерновая пористость вносит вклад в проницаемость. Глинистые поры и поры смешанного генезиса - снижают проницаемость (в целом, это подтверждает предположения, сделанные в работе [3]). Затем по результатам центрифугирования были построены зависимости неснижаемой (остаточной) водонасыщенности с пористостью и газопроницаемостью (рисунок 3.4 а,б). Примечательно, что все выявленные зависимости, справедливы для всех трех групп.

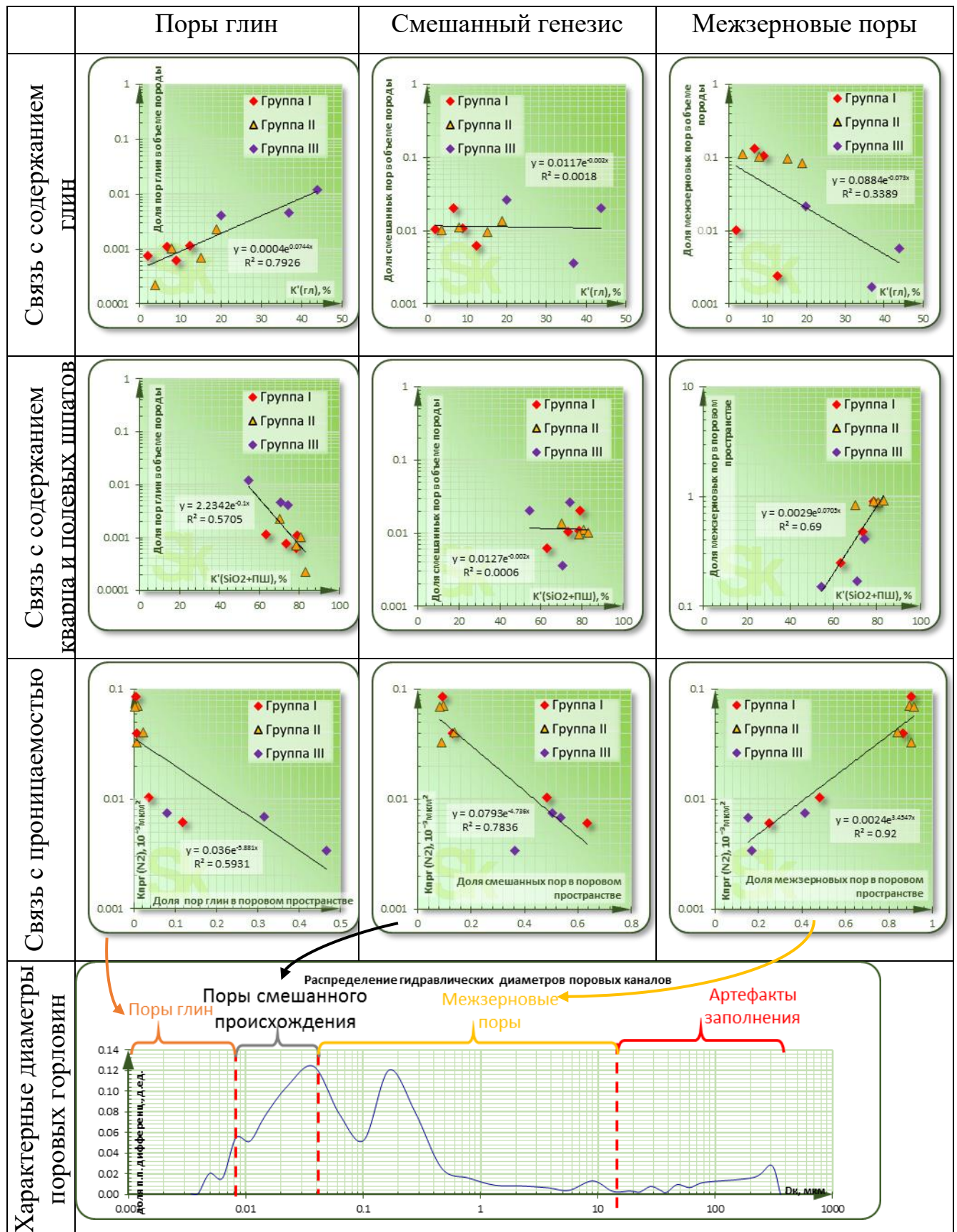


Рисунок 3.3 – Матрица корреляций литолого-петрофизической модели (сделано автором)

На втором этапе, были рассчитаны доли каждого вида пор и неснижаемая водонасыщенность в образцах широкой коллекции. Затем используя очерёдность заполнения пор, было рассчитано заполнение каждого вида пор неснижаемой водой. В результате было установлено, что во всех случаях поры глин и поры смешанного генезиса заполнены неснижаемой водой. В межзерновых порах возможно наличие капиллярно-подвижной воды, которая располагается в каналах с капиллярным давлением 0,3 МПа и выше. Также была получена синтетическая зависимость доли капиллярно-подвижной воды от доли межзерновых пор (рисунок 3.4 в).

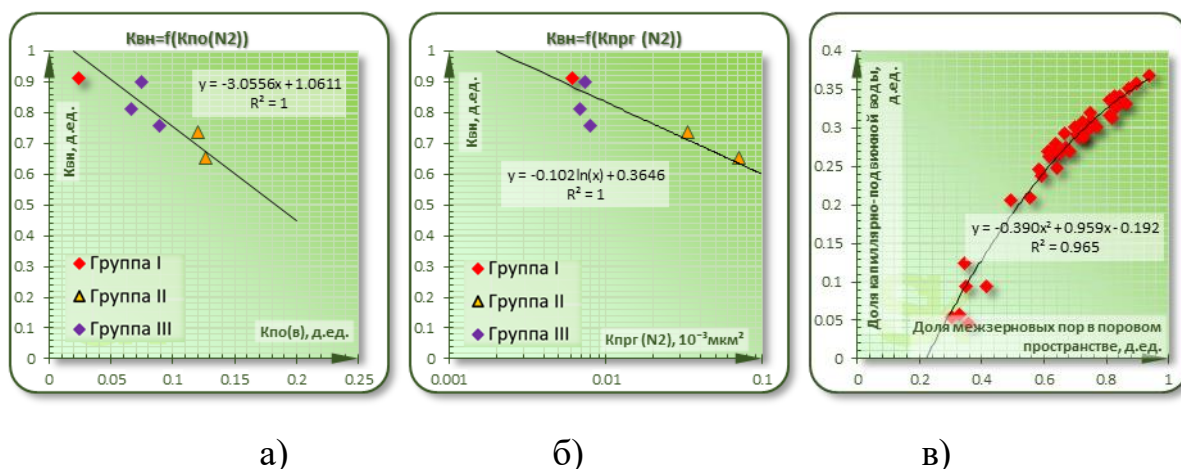


Рисунок 3.4 – Доли неснижаемой (а, б) и капиллярно-подвижной(в) воды в зависимости от ФЕС (сделано автором)

Ввиду малых размеров подавляющего большинства поровых каналов, в изученных отложениях свободная гравитационная вода отсутствует. Присутствует только капиллярно-подвижная вода.

Капиллярно-подвижная вода находится в каналах с капиллярным давлением 0,3 МПа и выше. Согласно традиционным представлениям, данная вода относится к остаточной. Однако, при возникновении определенных промыслово – геологических условий возможна ее фильтрация.

Капиллярно-подвижная вода присутствует только в межзерновых порах. При этом большая часть межзерновой пористости заполнена неснижаемой водой. Для наличия в поровом пространстве капиллярно-подвижной воды доля межзерновых пор должна быть не менее 24 %.

4 МЕТОДИКА ПОВЫШЕНИЕ ДОСТОВЕРНОСТИ ПОЛУЧАЕМЫХ ЦЕНТРИФУГИЧЕСКИХ ДАННЫХ ДЛЯ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

4.1 ПОВЫШЕНИЕ ДОСТОВЕРНОСТИ ПОЛУЧАЕМЫХ ЦЕНТРИФУГИЧЕСКИХ ДАННЫХ ЗА СЧЁТ МОДЕРНИЗАЦИИ МЕТОДА ОПРЕДЕЛЕНИЙ ПОПРАВКИ ЗА ДЕФОРМАЦИЮ КЕРНОДЕРЖАТЕЛЕЙ УЛЬТРАЦЕНТРИФУГ, УВЕЛИЧЕННОГО ВРЕМЕНИ ЦЕНТРИФУГИРОВАНИЯ НА МАКСИМАЛЬНЫХ ОБОРОТАХ ДЛЯ ВВЕДЕНИЯ В СИСТЕМУ ДРЕНИРОВАНИЯ МИКРОПОРИСТОСТИ И УЛУЧШЕНИЙ НА ЭТАПЕ ПРОБОПОДГОТОВКИ

К одним из важных лабораторных исследований относится измерение смачивающих свойств пород нетрадиционных месторождений. Объясняется это тем, что от оценки степени гидрофобизации или гидрофилизации поверхности породы будут зависеть основные показатели разработки месторождения, такие как показатель обводненности, коэффициент нефтедобычи, дебит нефти, а также подбор составов жидкостей для обработки призабойной зоны или для гидроразрыва пласта (ГРП) [52].

Метод центрифугирования является косвенным, поскольку при центрифугировании в образце породы одновременно в разных точках создается широкий диапазон капиллярных давлений, из которого выбирается кажущееся (условно среднее) капиллярное давление, которое принимается как советующее текущей частоте вращения. Для определения кажущегося капиллярного давления существует ряд функций, предложенных различными авторами. Большинство функций получены эмпирическим путем в ходе сравнения результатов центрифугирования образцов горных пород с результатами исследования тех же образцов методом полупроницаемой мембраны. В данной работе для расчета капиллярного давления использовалась функция Р. Хоффмана

$P_{BC} = \Delta\rho\omega^2 rl = \Delta\rho\omega^2 \left(r_o - \frac{l}{2} \right)$ она же $P_{BC} = \frac{1}{2} \Delta\rho\omega^2 (r_o^2 - r_i^2)$, где где n - частота вращения, об/мин; r - радиус вращения центра образца (средний), см; r_i - радиус вращения входного торца образца, см; r_o - радиус вращения выходного торца образца, см; l – длина образца, см; $\Delta\rho$ – разность плотностей смачивающего и несмачивающего флюидов, г/см³.

Действующим документом для проведения работ по центрифугированию является ОСТ [5]. В указанном документе описаны технологические особенности в период его создания и для тех центрифуг, которые на данный момент почти все являются устаревшими. В современных лабораториях используются различные центрифуги, самыми высокоточными являются ультрацентрифуги со стробоскопическим устройством видеофиксации, которые обеспечивают высокую достоверность и представительность данных. Одна из центрифуг, которая используется в петрофизических лабораториях в настоящее время – Roto silenta 630 RS, производства Hettich, с модификацией RS-4500 от компании Vinci technologies со следующими характеристиками: 6 кернадержателей 2-х типов для центрифугирования как в атмосферных условиях, так и в пластовых условиях с созданием обжимного давления. Флюид, выходя из образца попадает в прозрачный стакан, где находится маркерный диск, положение которого снимает камера со стробоскопическим устройством, скорость вращения ротора от 50 до 4500 об/мин при радиусе ротора 22,5 см, возможность установки температур от 5 °С до 90 °С. Описанная центрифуга использовалась в данной работе для получения экспериментальных материалов и анализа характеристик горных пород.

При проведении экспериментов по построению кривых капиллярного давления методом центрифугирования для образцов карбонатной коллекции с пористостью $K_p = 6 - 20\%$ и проницаемостью $K_{пр} = 0,5 - 101$ мД были выявлены недочёты в существующей методике измерений. Во время эксперимента происходило:

1. выпадение солей;

2. отклонение последней точки кривой капиллярного давления уже после выхода на асимптоту;
3. сильное влияние температуры центрифугирования на петрофизические свойства пород.

На стадии пробоподготовки образцы насыщались моделью пластовой воды с плотность $1253,3 \text{ кг/м}^3$, однако после центрифугирования плотность воды в мерном стакане кернадержателя центрифуги достигала значений в $1270,5 \text{ кг/м}^3$. Такое изменение плотности может свидетельствовать о выпадении солей из образца и после сканирования образцов на томографе эта гипотеза была подтверждена (рисунок 4.1).



Рисунок 4.1 – Пример продольного среза образца после этапа пробоподготовки с малым количеством времени на удаление солей (сделано автором)

Выпадение солей приводит к уменьшению массы образца, зачастую до значений ниже сухой массы. Из-за этого остаточная водонасыщенность по массе и, определенная стробоскопическим методом, по объёму вышедшего флюида сильно отличаются.

Проблема заключается в том, что при удалении солей из образцов на этапе пробоподготовки невозможно точно определить время, необходимое для полного удаления солей, какие-либо регламентирующие документы отсутствуют. На стадии пробоподготовки при удалении солей из образцов есть вероятность растворить вторичные соли, что приведёт к разрушению образца, изменению его свойств и невозможности проведения дальнейших экспериментов. Единственным способом минимизировать риски на стадии пробоподготовки является проведение томографии образцов после каждой стадии щадящего удаления солей [18].

Выполнено 162 определений. В качестве примера приводятся усреднённые кривые капиллярного давления методом центрифугирования. Коллекция была разделена на 3 группы: первая группа с проницаемостями 0,5 – 1 мД, вторая группа с проницаемостями 1 – 10 мД и третья группа с проницаемостями 10 – 100 мД. Каждая группа центрифугировалась при трёх разных температурах: 10 °С, 20 °С и 40 °С.

После окончания эксперимента образцы возвращали в исходное состояние, насыщали и эксперимент повторялся при другой температуре. Программа эксперимента включала в себя центрифугирование с постепенным увеличением скорости, всего ступеней было 15 в интервале от 300 об/мин до 4500 об/мин. Время каждого эксперимента до выхода на асимптоту – 22,5 часа для группы 10 – 100 мД, 45 часов для группы 1 – 10 мД, 84 часа для группы 0,5 – 1 мД.

При проведении экспериментов была отмечена закономерность понижения остаточной водонасыщенности с повышением температуры центрифугирования. При этом изменение остаточной водонасыщенности в процентах больше для образцов с меньшей проницаемостью. На рисунок 4.2 представлены результаты проведённых экспериментов для каждой группы образцов при различных температурах.

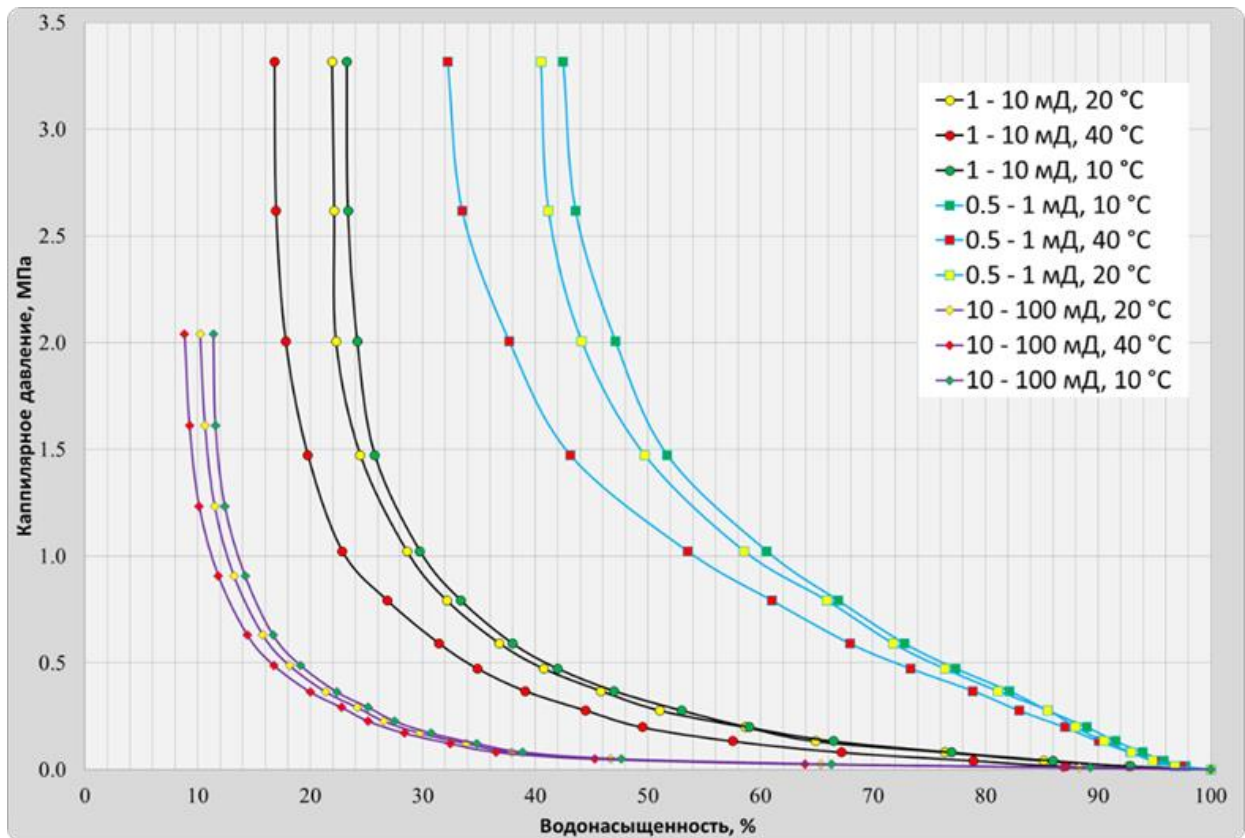


Рисунок 4.2 – Средние кривые капиллярного давления коллекций карбонатных образцов (сделано автором)

Термобарические условия оказывают сильное влияние на остаточную водонасыщенность. Не учитывая пункт с установкой пластовой температуры, погрешность определения остаточной водонасыщенности ($K_{ов}$) может находиться в диапазоне от 1 до 15 %, что кардинально влияет на подсчёт запасов, различные модели и все работы, где используется значение $K_{во}$.

При центрифугировании больше всего влияет на погрешность измерений 2 фактора: отклонение кернодержателей на скоростях до 800 об/мин и растягивание винтов фиксаторов мерного стакана. Увеличить достоверность полученных данных помогает стандартная калибровка, где кернодержатели вращаются без образцов с фиксированным объёмом воды и на каждой скорости определяется положение маркерного диска и его удаление от стартовой точки.

Однако было выяснено, что данная методика требует доработки, так как на показатели деформации влияет количество жидкости в стакане, что увеличивает его массу. Учитывая, что на одних и тех же кернодержателях могут центрифугироваться образцы с объёмом пор от десятых долей мл до 12 мл, нами было проведено определение поправок деформации для всех скоростей стандартной программы с объёмами воды в стаканах кернодержателя 4, 8 и 12 мл. После выполнения данной процедуры выяснилось, что разные кернодержатели имеют различные деформации на одной скорости (рисунок 4.3).

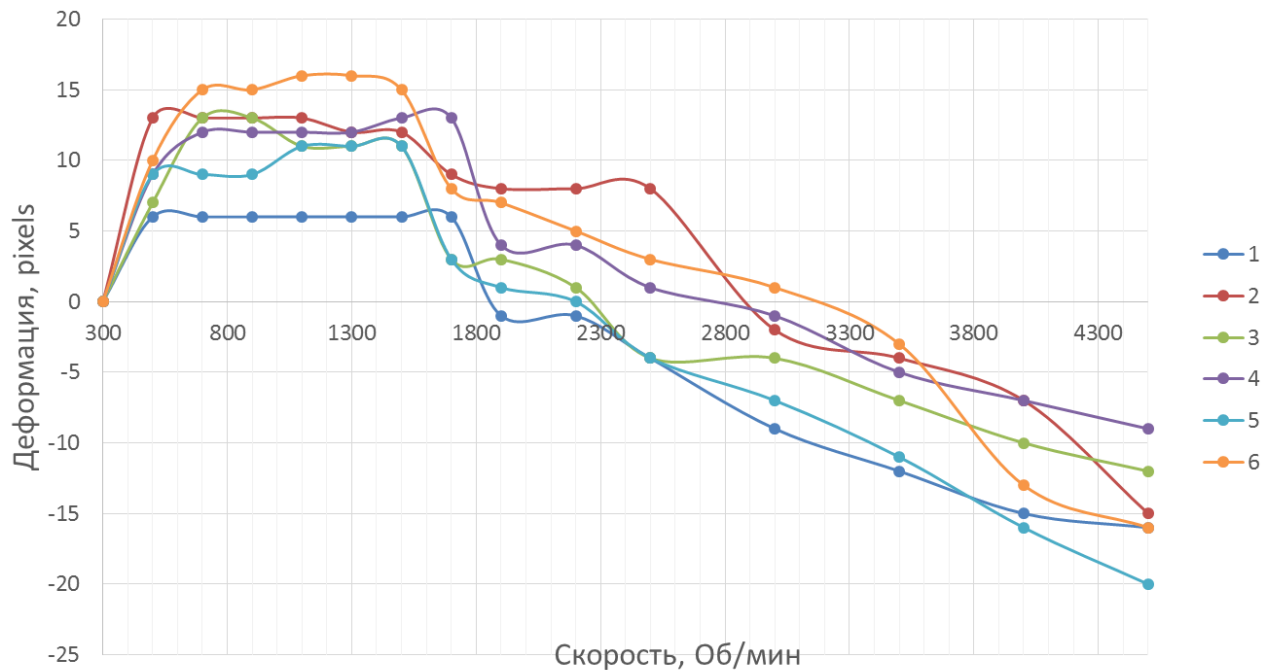


Рисунок 4.3 – Поправки за деформацию для каждого из 6 кернодержателей центрифуги RS-630 (сделано автором)

Поправки за деформацию следует вводить не общие для всех кернодержателей, а индивидуально для каждого в зависимости от калибровочных данных и объёма воды в мерном стакане кернодержателя на каждой скорости. Калибровку стоит выполнять чаще, чем указывается в руководстве по эксплуатации прибора, так как после проведения экспериментов при различных температурах и переборке кернодержателя

деформации меняются. Также необходимо следить за тем, чтобы на кернодержателях находилось одинаковое количество роторной смазки перед каждым запуском – это влияет на положение кернодержателей на скоростях центрифугирования до 800 об/мин.

На рисунке 4.4 представлены результаты определения поправок за деформацию для 6 кернодержателей с 3 различными объёмами флюида в мерном стакане.

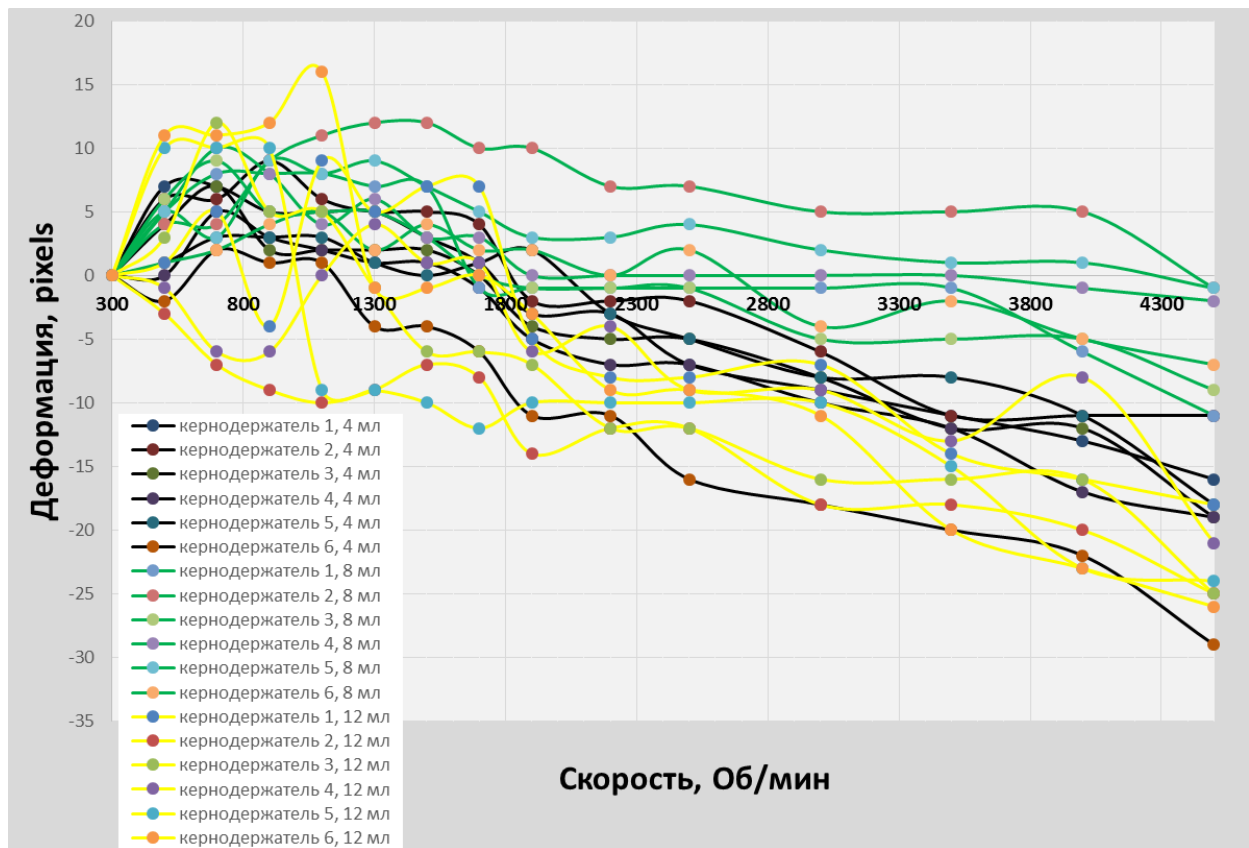


Рисунок 4.4 – Поправки за деформацию для кернодержателей с наполненностью флюидом мерного стакана на 30, 60 и 90 % от максимума (сделано автором)

При проведении экспериментов по центрифугированию образцов карбонатной коллекции были выявлены проблемы, влияющие на достоверность результатов центрифугирования. После 60 часов центрифугирования кривые визуально выходят

на асимптоту, выход флюида на последней скорости становится минимальным или останавливается, что, согласно ОСТ позволяет закончить эксперимент [5].

При продолжении центрифугирования ещё в течение 24 часов наблюдается медленное, но стабильное уменьшение насыщения образца (рисунок 4.5), не детектируемое на снимках камеры. Было выставлено предположение, что данный выход флюидов связан с началом работы второй системы поровых каналов или из-за накопления флюидов в мелких порах у верхнего торца и их одновременном выходе при выходе из равновесия. Уменьшение водонасыщенности за последние 24 часа эксперимента находилось в диапазоне от 0.3 до 1.5 % (рисунок 4.5). Продолжение центрифугирования ещё в течение 24 часов видимых изменений не дало.

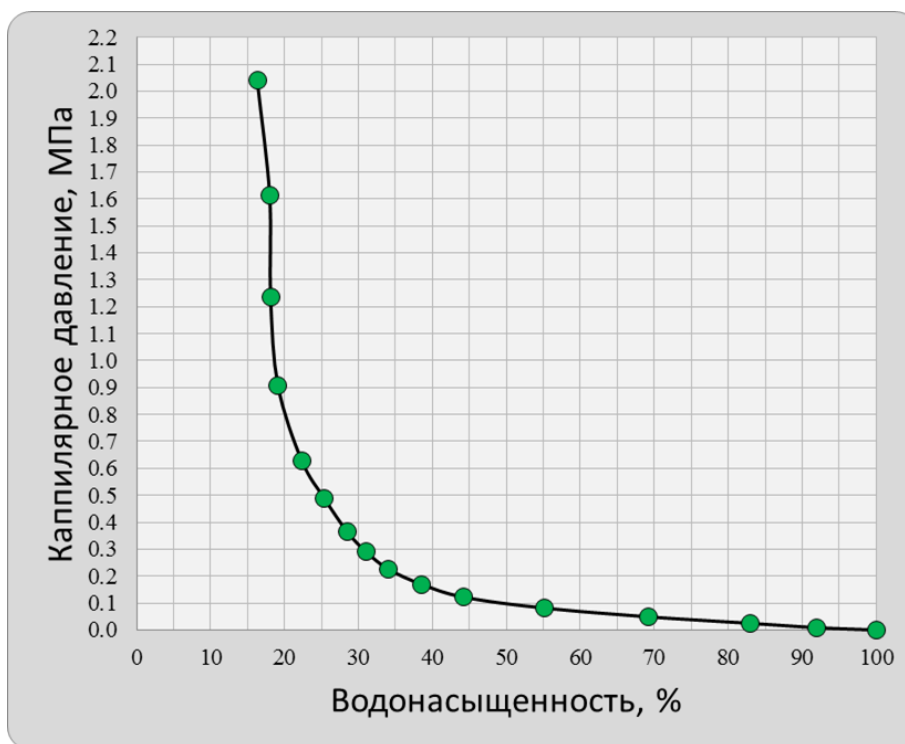


Рисунок 4.5 – Кривая капиллярного давления карбонатного керна с $K_p = 11,6 \%$, $K_{пр} = 0,7$ мД с удлинённым временем центрифугирования на последней скорости (сделано автором)

Природа данного эффекта отклонения последней точки до конца не ясна. Так как отклонение происходит на давлениях 2 – 2.1 МПа количество факторов, которые могут влиять на остаточную воду минимально.

Была предпринята попытка определения факторов, влияющих на отклонение кривых от асимптоты. Были взяты образцы большего объёма: диаметр 38 мм, длина до 60 мм, вследствие чего капиллярное давление на последней скорости центрифугирования достигало 3.15 МПа (рисунок 4.6). Эксперимент проводился для 36 образцов карбонатного керна с пористостью от 9.1 % до 12.4 % и проницаемостями от 0.1 мД до 10 мД, на 6 кернах из 36 было замечено отклонение на последней скорости при увеличенном времени центрифугирования. В один из запусков из 6 образцов со схожими пористостью и проницаемостью сразу на 4 ККД было замечено отклонение от асимптоты (рисунок 4.6).

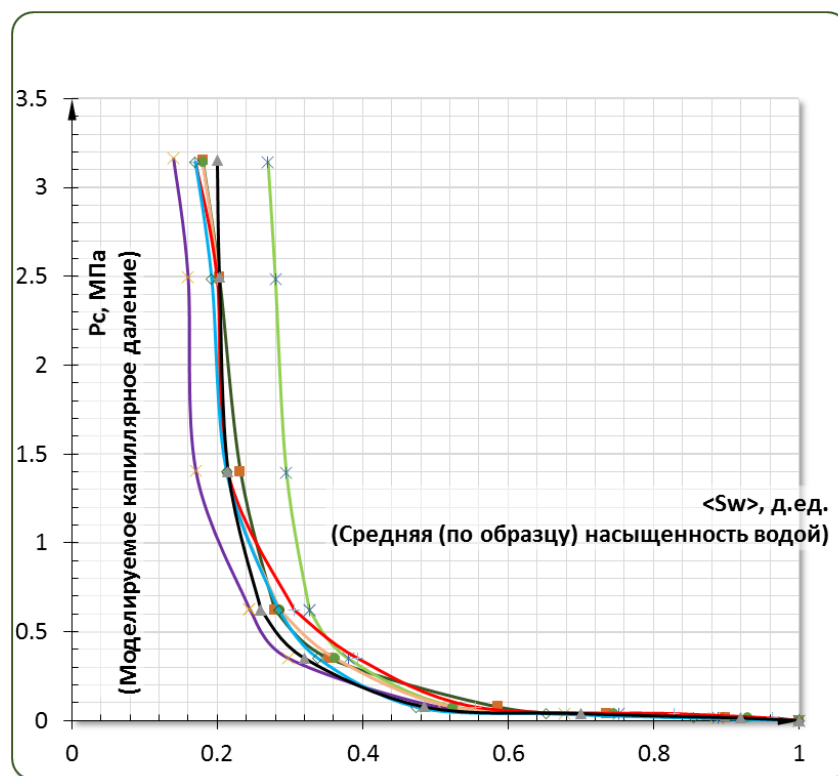


Рисунок 4.6 – Кривые капиллярного давления для 6 образцов карбонатного керна Восточной Сибири со средним $K_p = 10,4 \%$, $K_{пр} = 0,9$ мД с удлинённым временем центрифугирования на последней скорости (сделано автором)

Позже мною были получены образцы другого месторождения Восточной Сибири, но со схожими пористостью и проницаемостью: $K_p = 11.2 \%$, $K_{пр} = 0.8$ мД. В партии из 24 образцов у 25 % наблюдалось отклонение от асимптоты при увеличении времени центрифугирования на последней точке (рисунок 4.7).

В среднем, для разных карбонатных объектов, примерно у 10 – 30 % образцов наблюдается отклонение кривой капиллярного давления от асимптоты на последней точке центрифугирования при увеличении времени центрифугирования. Такое количество образцов уже нельзя было списать на случайность или брак при проведении экспериментов. Было принято решение ввести термин «устойчивая остаточная водонасыщенность», использовать его в случаях, описанных выше.

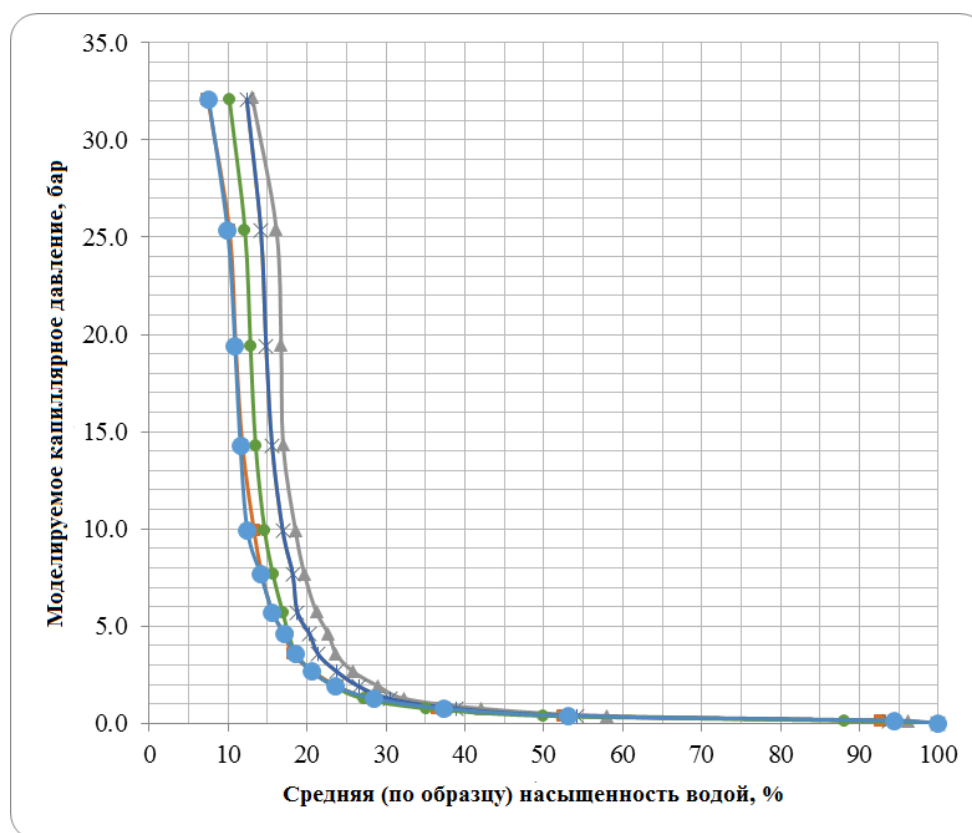


Рисунок 4.7 – Кривые капиллярного давления для 6 образцов карбонатного керна Восточной сибиря со средним $K_p = 11,2 \%$, $K_{пр} = 0,8$ мД с удлинённым временем центрифугирования на последней скорости (сделано автором)

Современная классификация состояний воды в горных породах, предложенная Шварцевым С. Л. [24] выглядит следующим образом:

Вода в состоянии пара.

Физически связанная вода.

2.1. Прочносвязанная (адсорбированная) вода.

2.2. Рыхлосвязанная (слабосвязанная) вода.

Свободная вода.

3.1. Капиллярная вода.

3.1.1. Вода углов пор (капиллярно-разобшённая, капиллярно-неподвижная вода).

3.1.2. Подвешенная вода (капиллярно-подвижная вода).

3.1.3. Капиллярная вода (капиллярно-легкоподвижная вода).

3.2 Гравитационная вода.

2.2.1. Просачивающаяся вниз (инфильтрационная) вода.

2.2.2. Вода подземного водоносного пласта.

Вода в твёрдом состоянии.

Иммобилизованная (вакуольная) вода.

Химически связанная вода.

6.1. Конституционная.

6.2. Кристаллизационная.

6.3. Цеолитная.

Биологически связанная вода.

Считаю, что в классификацию следует ввести и капиллярно-сложноподвижную воду, которая становится подвижной только при определенных факторах. Пока удалось только пронаблюдать за частотой появления подобной воды в карбонатных породах Восточной Сибири на выборке в 80 штук. Необходимо продолжать исследования в этом направлении с подключением дополнительных исследований и большей выборкой образцов, так как учёт устойчивой остаточной водонасыщенности

позволит увеличить достоверность фильтрационных экспериментов, петрофизических и гидрогеологических моделей, а также увеличит точность подсчёта запасов.

Выводы:

1. На этапе пробоподготовки для избежания разрушения образцов или выпадения солей во время эксперимента необходимо выполнять томографию образцов до и после удаления солей.

2. При центрифугировании образцов карбонатной коллекции, особенно с низкими проницаемостями, для увеличения точности определения остаточной водонасыщенности необходимо проводить центрифугирование при пластовых температурах.

3. На стадии обработки результатов нельзя пренебрегать поправками за деформацию и контролем всех факторов, влияющих на точность получения данных. Поправки за деформацию следует вводить не общие для всех кернодержателей, а индивидуально для каждого в зависимости от калибровочных данных и объёма воды в мерном стакане кернодержателя на каждой скорости. Калибровку стоит выполнять чаще, чем указывается в руководстве по эксплуатации прибора, так как после проведения экспериментов при различных температурах и переборке кернодержателя деформации меняются.

4. Желательна ручная обработка и мониторинг выхода флюида на последних скоростях центрифугирования и увеличение общего времени центрифугирования как минимум на 24 часа для образцов с проницаемостями менее 1 мД. Выход кривой капиллярного давления на асимптоту не обеспечивает гарантии того, что в образце создана остаточная водонасыщенность. Увеличение времени центрифугирования необходимо делать как минимум для первого запуска из серии экспериментов.

5. Примерно от 10 до 30 % карбонатных пород Восточной Сибири демонстрируют отклонение ККД от асимптоты на последней точке центрифугирования при увеличенном времени центрифугирования. Это

свидетельствует о новом типе воды в породе (капиллярно-сложноподвижная) или о ряде факторов, которые не учитываются в стандартных методиках. Необходимо продолжать исследования в этом направлении с подключением дополнительных исследований и большей выборкой образцов, так как учёт устойчивой остаточной водонасыщенности позволит увеличить точность фильтрационных экспериментов, петрофизических и гидрогеологических моделей, а также увеличит точность подсчёта запасов.

Не учитывая пункт 1, погрешность определения $K_{ов}$ может сильно разниться, вплоть до полной некондиционности измерений, при разрушении образца.

Не учитывая пункт 2, погрешность определения остаточной водонасыщенности ($K_{ов}$) – 1 – 10 %.

Не учитывая пункт 3, погрешность определения $K_{ов}$ – 0,3 – 1,5 % [18].

4.2 ПОВЫШЕНИЕ ДОСТОВЕРНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НЕСНИЖАЕМОЙ ВОДОНАСЫЩЕННОСТИ В ОТЛОЖЕНИЯХ, СОДЕРЖАЩИХ ВОДОРАСТВОРИМЫЕ СОЛИ

Минерализация пластовых вод месторождений Восточной Сибири часто достигает предельных значений (350 - 550 г/л) в зависимости от состава растворенных солей), что приводит к выпадению части солей в поровом пространстве. Такие соли становятся частью твердой фазы пород, т.к. находятся в динамическом равновесии с пластовой водой. Присутствие каменных солей приводит к снижению фильтрационно – емкостных свойств (ФЕС) пород вплоть до полной закупорки поровых каналов. Кроме того, наличие солеотложений существенно осложняет изучение таких пород.

4.2.1 Описание научно–технической проблемы

Отдельные виды петрофизических исследований, таких как капилляриметрия, измерение электрических свойств и т.п. требуют насыщения породы моделью пластовой воды (МПВ). При насыщении происходит частичное или полное растворение солей, входящих в состав твердой фазы (рисунок 4.8).

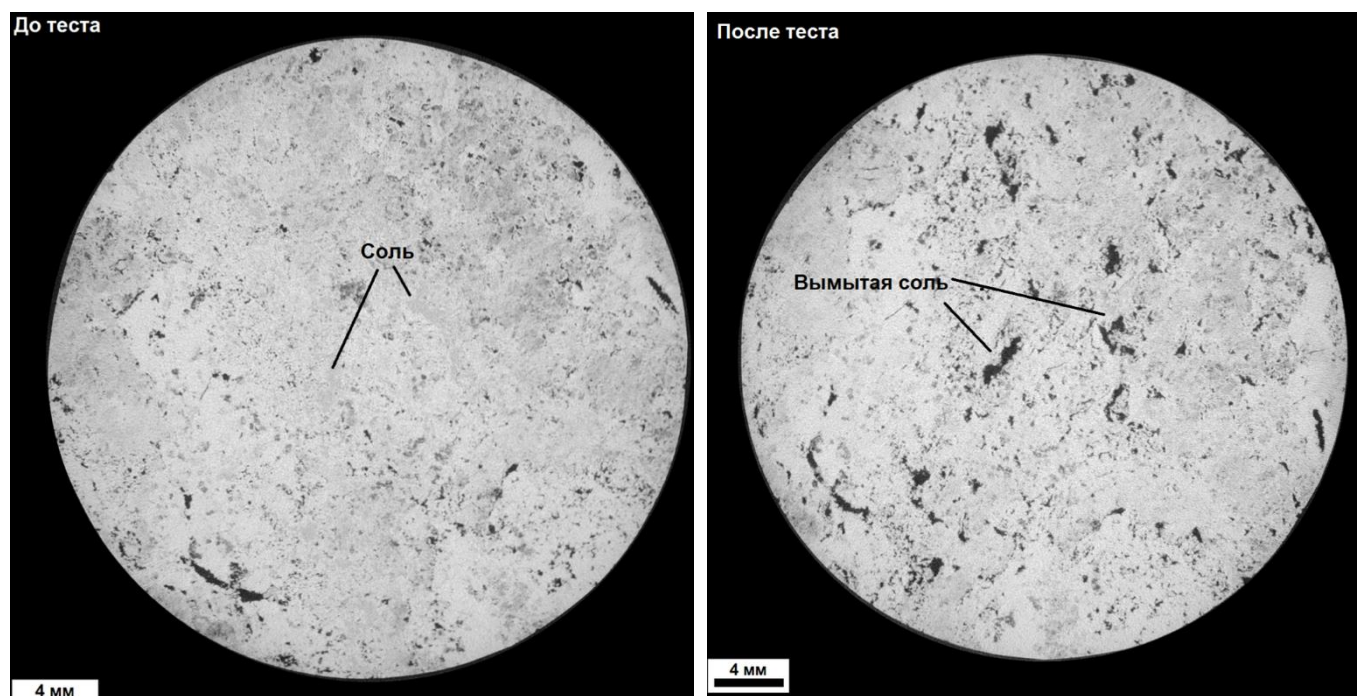


Рисунок 4.8 – Томографические срезы образца карбонатной породы до и после проведения экспериментов с насыщением (сделано автором)

Это приводит как к изменению свойств самой породы, так и существенному искажению результатов измерений. Так при измерении открытой пористости по ГОСТ 26450.1-85 [1] происходит фактическое увеличение открытой пористости, но результат измерений получается существенно заниженным, вплоть до получения отрицательных значений. Аналогичные искажения возникают при изучении капиллярных характеристик по ОСТ 39-204-86 [5].

4.2.2 Текущее состояние проблемы

К сожалению, на текущий момент, проблеме растворения солей в петрофизической научно–методической литературе уделяется недостаточно внимания. По этой причине лабораториями зачастую практикуются не самые удачные подходы: исследование пород без использования МПВ или полное обессоливание породы перед исследованием (рисунок 4.9). Вместе с тем уже имеются опытные работы [11,8] в которых данная проблема решалась путем использования МПВ предельных минерализаций в сочетании с расчётом объёма растворенных солей. На наш взгляд данный подход является наиболее приемлемым, т.к. позволяет минимизировать растворение твердой фазы и получить ФЕС образцов пород в том состоянии, в котором они будут переданы на дальнейшие исследования.

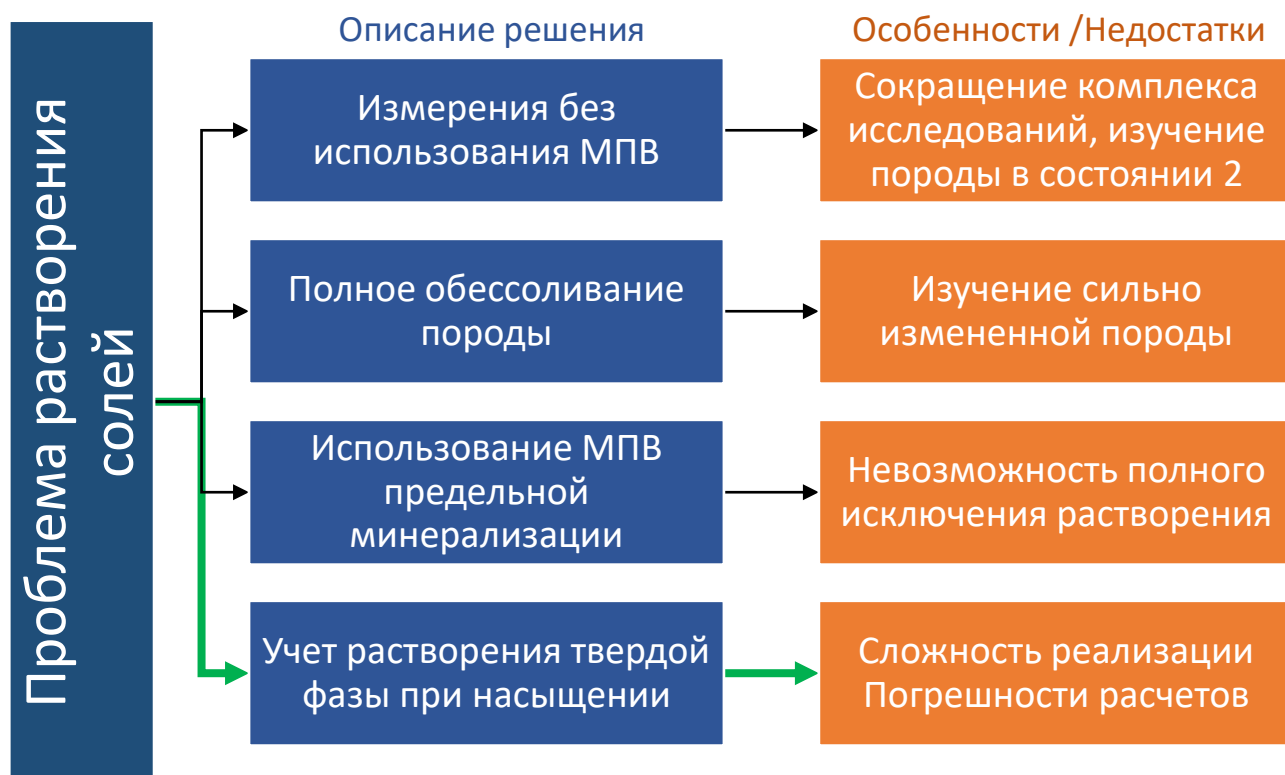
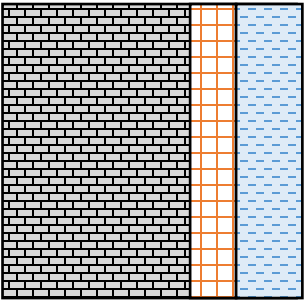
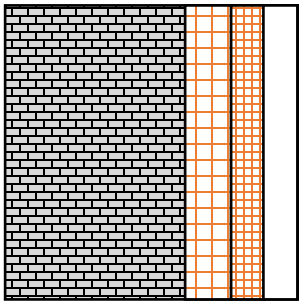


Рисунок 4.9 – Существующие решения для изучения засоленных пород (сделано автором)

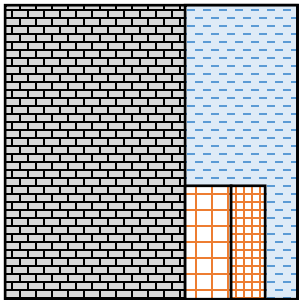
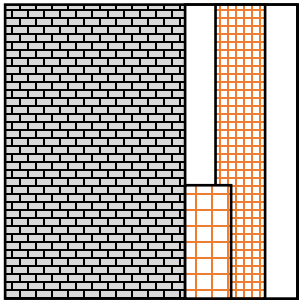
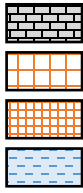
4.2.3 Теория

За основу была взята теория, изложенная в работе [11], согласно которой заслонённая порода в процессе исследования проходит через несколько состояний, описанных в таблице 4. Образец поступает в лабораторию в состоянии 2, а после насыщения моделью пластовой воды переходит в состояние 3 (см. таблица 4.4). С практической точки зрения наиболее важно оценить свойства образца в состоянии 3, т.к. именно в этом состоянии образец передаётся на дальнейшие исследования и это состояние наиболее близко к пластовому.

Таблица 4.4 – Основные состояния породы, содержащей водорастворимые соли

№	Название состояния	Фазовое состояние солей	Объемная модель породы	Характеристика свойств породы
1	Пластовое (естественное)	Пластовая вода находится в состоянии насыщения и контактирует с каменной солью. Растворенные соли находятся в динамическом равновесии с твердыми солями		Свойства породы нормальные (естественные)
2	После подъема керна на поверхность и высыхания поровой воды	Пластовая вода высохла, соли, растворенные в ней, выпали в поровом пространстве		Открытая пористость занижена, объёмная плотность завышена, минералогическая плотность как правило занижена

Продолжение таблицы 4.4

3	После насыщения моделью пластовой воды	Часть или все соли, находящиеся в породе, в состоянии 2 растворяются в модели пластовой воды. Возникает новое состояние равновесия		Состояние наиболее близкое к пластовому (состояние 1). Свойства могут быть как завышены, так и занижены
4	После высушивания	Соли, находившиеся в модели пластовой воды, выпали в порах и на поверхности образца		Свойства могут быть как завышены, так и занижены
Обозначения:  - нерастворимые в воде минералы; - Каменная соль из твердой фазы; - соли, оставшиеся после испарения из насыщающей воды; - насыщающая вода.				

4.2.4 Признаки растворения минералов

Растворение солей в породе, как правило, проявляет себя при измерении пористости или водонасыщенности породы весовым способом. Если пористость породы достаточно мала, то в результате измерений открытой пористости по ГОСТ 26450.1-85 [1] или водонасыщенности по ОСТ 39-204-86 [5] будут получены отрицательные значения. Но если пористость достаточно велика, то значения открытой пористости и водонасыщенности будут занижены. Выявить последнее

весьма проблематично. Поэтому рекомендуется, перед насыщением, пока порода находится в состоянии 2, выполнять измерение открытой пористости и кажущейся минералогической плотности газовольюметрическим методом. Затем, сопоставляя результаты измерений по газу (в состоянии 2) и результаты измерений по воде (в состоянии 3) можно будет выявить растворение минералов, которое проявляется в виде занижения открытой пористости и плотностных характеристик по воде (рисунок 4.10). Примечательно, что при переходе от состояния 2 к состоянию 3 фактически происходит увеличение пористости, но при этом результат ее измерения по ГОСТ 26450.1-85 оказывается заниженным.

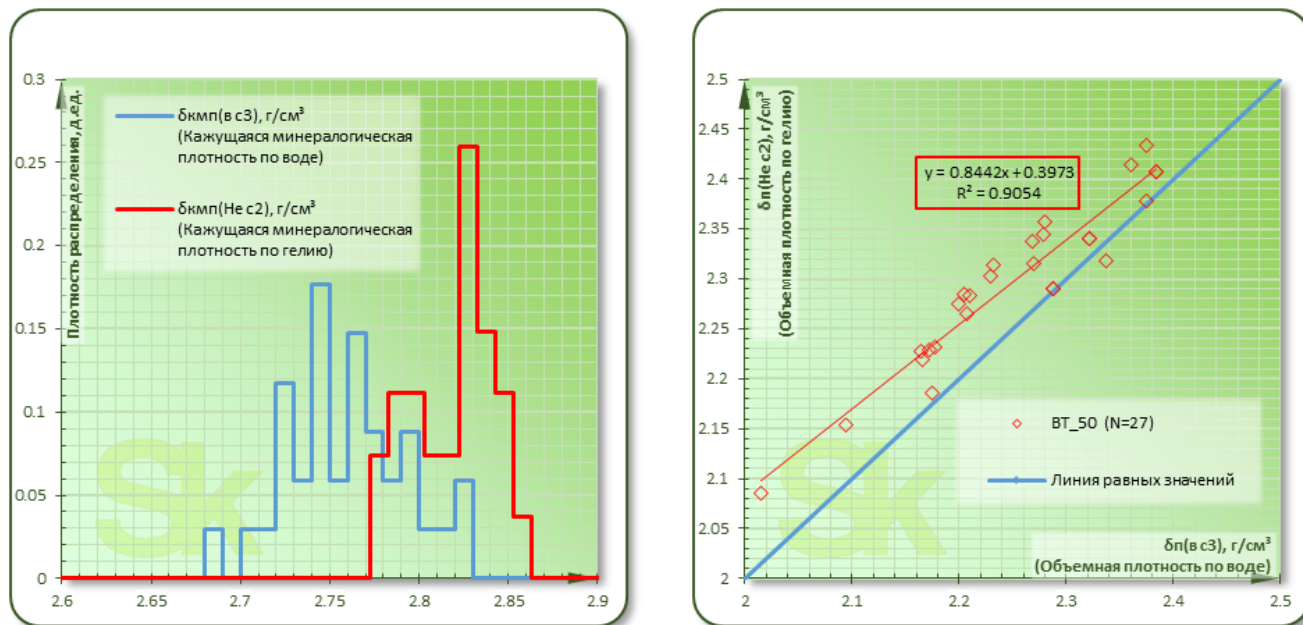


Рисунок 4.10 – Сопоставление результатов измерений объемной и кажущейся минералогической плотности по гелию (в состоянии 2) и по воде (в состоянии 3) (сделано автором)

4.2.5 Методика

Была разработана методика измерения водонасыщенности в состоянии 3 с учетом частичного растворения солей в породе. В основу была положена методика

определения капиллярных характеристик описанная в КОСТ СТ 1005-2020 [4]. Данная методика была модифицирована в части определения порового объема. В новой методике пористость образцов определялась по методу, описанному в работе [8], после чего производился пересчет значений водонасыщенности с учетом нового порового объема.

Необходимо рассчитать кажущуюся пористость в состоянии 3:

$$K_{\text{пок(в с3)}} = \frac{M_{3(c3)} - M_{1(c2)}}{M_{3(c3)} - M_{2(c3)}} = \frac{M_{3(c2)} + \Delta M_{(c2-c3)} - M_{1(c2)}}{M_{3(c2)} + \Delta M_{(c2-c3)} - M_{2(c2)} + \Delta M_{(c2-c3)}} = \frac{M_{3(c2)} + \Delta M_{(c2-c3)} - M_{1(c2)}}{M_{3(c2)} - M_{2(c2)}}, \quad (4.1)$$

$$\Delta M_{(c2-c3)} = V_{c(c2-c3)} \cdot (\delta_B - \delta_C), \quad (4.2)$$

где ΔM – это разница масс в 2 состояниях,

δ_B - плотность воды, г/см³

δ_C – плотность солей, г/см³

с2 – состояние 2,

с3 – состояние 3.

Расчёт коэффициента пористости с учётом кажущейся пористости в состоянии 3 позволит определить изменения в породе после измерений:

$$K_{\text{по(р с3)}} = K_{\text{по(He с2)}} + \frac{(K_{\text{пок(в с3)}} - K_{\text{по(He с2)}}) \cdot (M_{3(c3)} - M_{2(c3)})}{(\delta_B - \delta_C)} \cdot \frac{1}{V_{\text{обр}}}, \quad (4.3)$$

где $K_{\text{по(р с3)}}$ – расчётный коэффициент пористости в состоянии 3,

$V_{\text{обр}}$ – объём образца, см³

$K_{\text{по(He с2)}}$ – коэффициент пористости, определённый по гелию в состоянии образца 2

Значение коэффициента пористости в состоянии 3 позволяет рассчитать объёмную плотность в состоянии 3:

$$\delta_{\text{п(р с3)}} = \delta_{\text{п(He с2)}} - (K_{\text{по(р с3)}} - K_{\text{по(He с2)}}) \cdot \delta_C, \quad (4.4)$$

И кажущуюся минералогическую плотность в состоянии 3:

$$\delta_{\text{кмп(р с3)}} = \frac{M_{1(c2)} - V_{\text{обр}} \cdot (K_{\text{по(р с3)}} - K_{\text{по(He с2)}}) \cdot \delta_C}{V_{\text{обр}} \cdot (1 - K_{\text{по(р с3)}})}, \quad (4.5)$$

В методе присутствуют 2 допущения: предполагается только внутреннее растворение солей и раствор солей не вызывает изменения плотности воды.

4.2.6 Результаты

Метод был опробован на экспериментальной коллекции из 72 образцов, охватывающих (в состоянии 2) диапазон пористости 0.109 – 0.262 д.ед, и диапазон газопроницаемости $0.25 \cdot 10^{-3}$ - $1672 \cdot 10^{-3}$ мкм². Образцы были отобраны из трещинно-кавернозных карбонатных пластов одного из месторождений Восточной Сибири и содержали водорастворимые соли природного происхождения. Насыщение образцов выполнялось моделью пластовой воды с общей минерализацией 519 г/л (таблица 4.5). На рисунке 4.11 представлены результаты исследования сильно засоленного образца.

Таблица 4.5 – Состав модели пластовой воды

Содержание ионов, г/л						М, г/л
Na + K	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	
23,64	152,30	13,97	327,73	0,03	1,34	519,0

Как видно из рисунков 4.10-4.11 при исследовании засоленных образцов по стандартной методике в результатах измерений попадаются отрицательные значения водонасыщенности, что физически невозможно. При выполнении исследований по новой методике такие результаты отсутствуют. Также косвенным подтверждением достоверности измерений по новой методике служит более четкая корреляция неснижаемой водонасыщенности с открытой пористостью и высокие значения неснижаемой водонасыщенности в образцах с низкой пористостью (рисунок 4.11 справа).

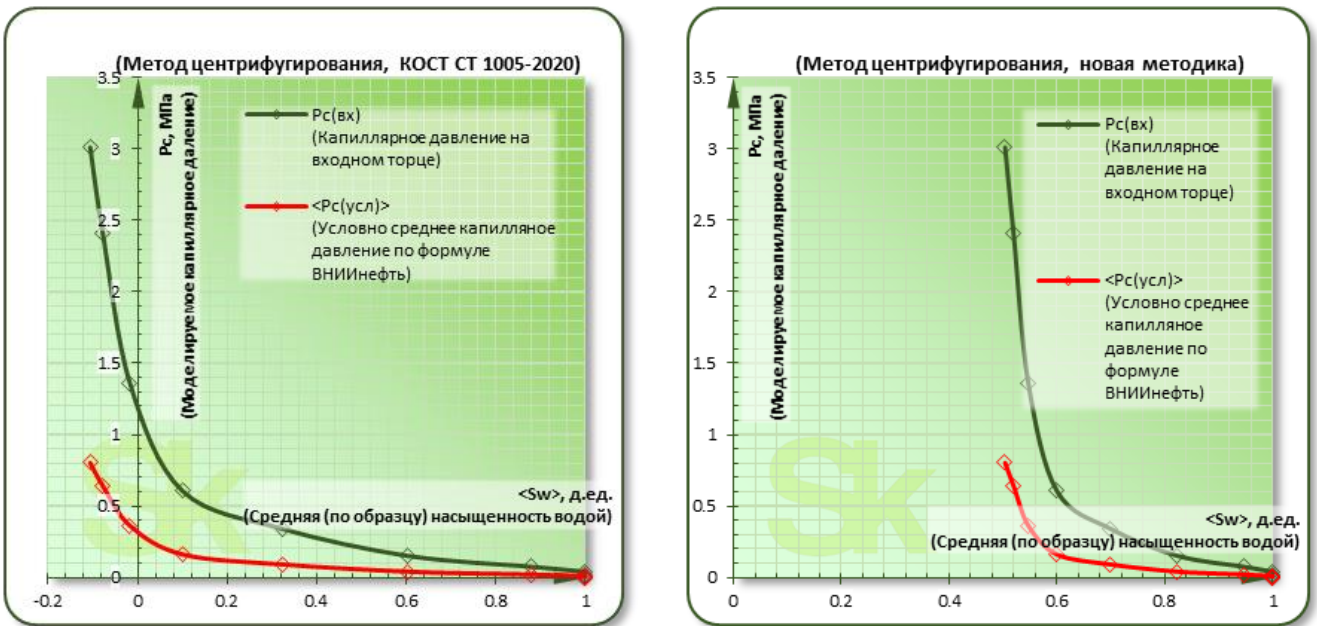


Рисунок 4.11 – Результаты измерений капиллярных характеристик сильно засоленного образца по стандартной (КОСТ СТ 1005 -2020) и новой методике (сделано автором)

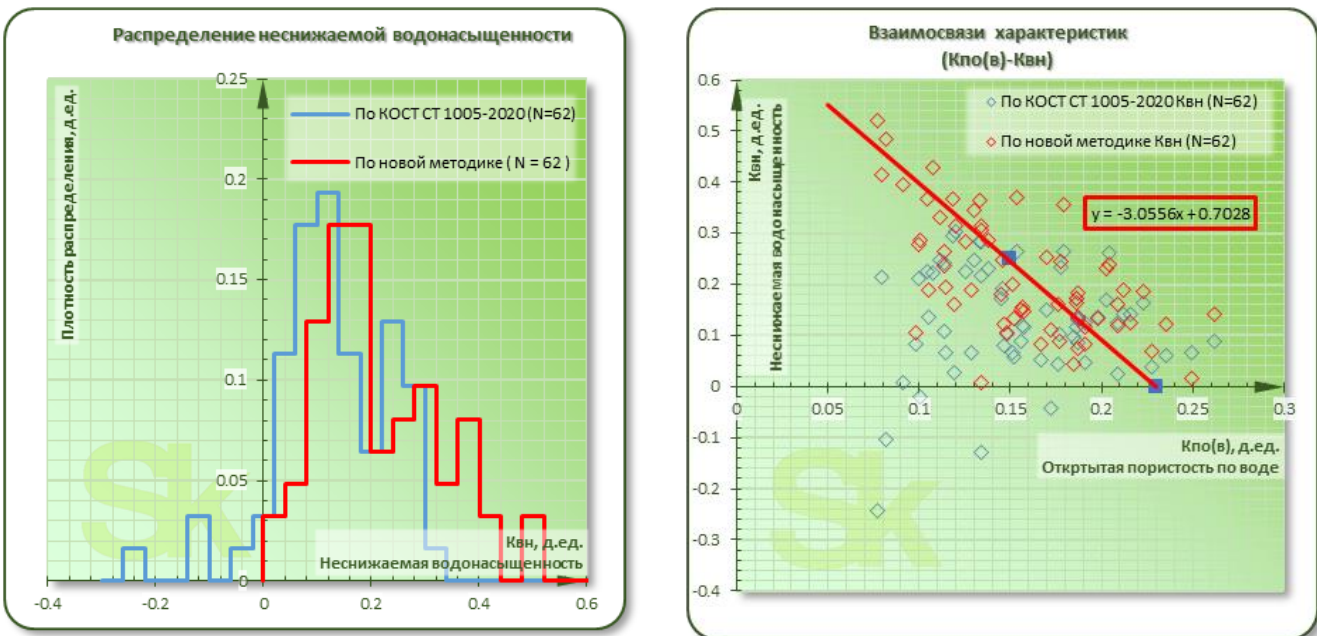


Рисунок 4.12 – Результаты измерений неснижаемой водонасыщенности по стандартной (КОСТ СТ 1005 -2020) и новой методике (сделано автором)

Так же, при использовании новой методики, увеличились значения кажущейся минералогической плотности (рисунок 4.13). Новые значения более соответствуют изучаемым карбонатным породам.

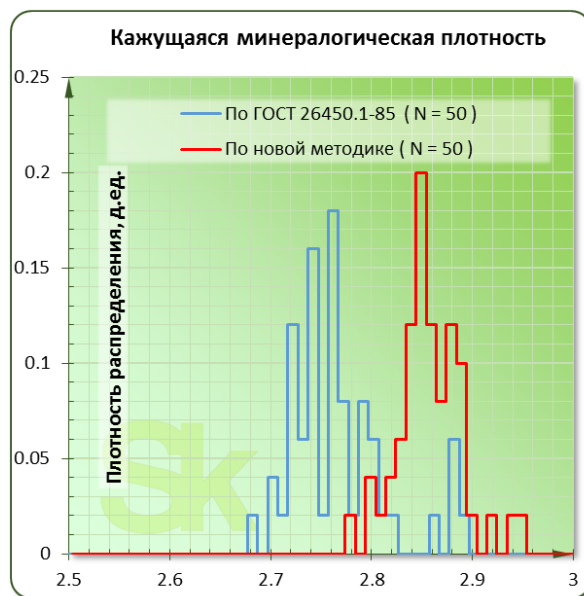


Рисунок 4.13 – Результаты подсчёта кажущейся минералогической плотности (сделано автором)

При выполнении измерений свойств горных пород, содержащих водорастворимые соли и насыщенных моделью пластовой воды, необходимо учитывать растворение солей и вносить соответствующие корректировки в расчеты.

Для минимизации растворения солей рекомендуется использование рассолов предельных концентраций.

В связи с активным изучением засоленных коллекторов необходимо создание отдельных нормативно – методических документов по определению ФЕС в таких породах.

5 МЕТОДИЧЕСКИЕ СОВЕТЫ ПО КОМБИНИРОВАНИЮ ЛАБОРАТОРНЫХ МЕТОДОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ДОСТОВЕРНОСТИ ИССЛЕДОВАНИЙ ОТЛОЖЕНИЙ АЧИМОВСКОЙ СВИТЫ

5.1 ИССЛЕДОВАНИЕ СВЯЗАННОЙ ВОДЫ В ПОРОДЕ ПРИ ПОМОЩИ ЯДЕРНО-МАГНИТНОГО РЕЗОНАНСА

5.1.1 Аппаратурная база ЯМР

Все эксперименты были проведены на релаксметре Geospec 2-53 (Oxford Instruments Inc.) (рисунок 5.1). Использованный в работе по изучению горных пород ЯМР-релаксометр представляет собой лабораторный анализатор керна, работающий на частоте 2 МГц с магнитным полем 0,05 Тл. Прибор используется для измерений времен релаксации, с помощью которых определяются основные петрофизические параметры, такие как пористость, количество свободных и связанных флюидов, флюидонасыщенность породы.



Рисунок 5.1 – ЯМР-релаксометр Geospec 2-53 (сделано автором)

ЯМР релаксометр предназначен для измерения времени релаксации ЯМР T_1 и T_2 (спин-спиновой и спин-решеточной релаксации) в образцах пород цилиндрической формы (керна) диаметром до 53 мм. Принцип работы ЯМР релаксометра основан на

процессах поглощения веществом электромагнитной энергии, вызванных переориентацией магнитных моментов атомных ядер, в нашем случае водорода. Образец помещается в постоянное магнитное поле и подвергается действию последовательности радиочастотных импульсов, чередующихся измерением сигнала ЯМР. Данные, полученные по амплитуде сигналов спин-эхо, используются для определения времен T_1 и T_2 релаксации. В работе использована технология ЯМР с набором предустановленных градиентных катушек, расположенных вдоль каждой из сторон магнита. Эти катушки позволяют дополнительно определять степень насыщения образцов водородосодержащими жидкостями, а также измерять время поперечной релаксации вдоль выделенной оси керна, — одномерного профиля насыщения и спектра T_2 . Полученные данные обрабатываются с помощью ПО GIT Systems Advanced v.7.5.1 (Green Imaging Technologies).

5.1.2 Методика определения насыщенности образцов с использованием низкочастотного ЯМР

Представленные в работе ЯМР исследования основаны на базовых феноменологических связях и закономерностях, используемых специалистами ЯМР в петрофизической индустрии. Перед началом ЯМР исследований образцы керна проходят стадию подготовки (взвешивание, измерение геометрии образца). Далее осуществляется серия ЯМР тестов (время T_2 релаксации и карты T_1 - T_2) для образцов при атмосферном давлении.

Калибровка прибора осуществляется с помощью эталонных образцов от производителя прибора Green Imaging Technologies. Образец представляет собой пробу раствора соли NaCl объемом 5 и 20 мл (в зависимости от пористости изучаемой породы) с известными параметрами (объем ЯМР жидкости) (рисунок 5.2). В данной работе был использован эталон объемом 5 мл.



Рисунок 5.2 – Калибровочные образцы – эталоны для ЯМР измерений. (сделано автором)

При работе с рабочими жидкостями с водородными индексами, отличными от индекса воды, требуется выполнение предварительного теста для расчета водородного объема флюида. Объем образцов керна рассчитывается из геометрических данных. До начала тестов, каждый образец взвешивается на аналитических весах с точностью до 0,001 г. Образец помещается в датчик ЯМР диаметром 43 мм для построения кривой T_2 релаксации и двумерной карты времен T_1 - T_2 .

Кривые релаксации T_2 измеряются методом Карра-Парселла-Мейбум-Гилла (КПМГ). При измерениях в однородном поле межэховое расстояние (раздвижка) TE ($TE=2\tau$) устанавливалось равным 0,1 мс. Число повторений (накоплений) импульсной последовательности ($90^\circ-\tau-180^\circ-2\tau-180^\circ-\dots-180^\circ$) выбиралось на основе значения сигнал/шум близким к 50–100. Параметры проведения ЯМР измерений приведены в (таблица 5.1).

Измерения методом ЯМР были проведены на двух группах образцов (расширенная и основная коллекция) и включали как одномерные (T_2 , профиль насыщения), так и двумерные тесты (T_1 - T_2 , пространственный T_2). Краткая сводка по выполненным работам приведена в (таблица 5.1).

Таблица 5.1 – Параметры ЯМР анализа образцов

№ п/п	ЯМР тест	Параметры			Максимальная длительность теста, мин
		NSA	RD	SNR	
1	T ₂	128	3750	Не менее 50	30
2	Карта T ₁ -T ₂	128	750	-	120

Таблица 5.2 – Сводный лист выполненных работ по ЯМР анализу кернового материала

№ п/п	ЯМР тест	Этап работ (кол-во образцов)			
		До экстракции	После экстракции	100% Sw	Центр-е на разных скоростях (6 точек)
1	T ₂	45	12	12	12
2	Карта T ₁ -T ₂	4	4	4	0
3	Профиль насыщения (1D)	0	0	12	12
4	Пространственный T ₂	0	0	12	12

В настоящей работе приведены результаты ЯМР исследований на коллекции образцов, состоящей из 12 цилиндров керна АЧ в состоянии псевдоестественной насыщенности (as-received). Таблица 5.3 включает краткое описание проведенных измерений на данной коллекции образцов.

Таблица 5.3 – Последовательность выполнения исследований на коллекции керна ачимовской свиты

№	Этап эксперимента	Оборудование, тест	Условия эксперимента
1	ЯМР образцов в состоянии as-received (ненасыщенные неэкстрагированные образцы)	Geospec 2-53 Измерение времени T ₂ релаксации, построение карты T ₁ -T ₂ (для части коллекции)	Ячейка 43 мм, с.у.

Продолжение таблицы 5.3.

№	Этап эксперимента	Оборудование, тест	Условия эксперимента
2	Экстракция образцов	Экстракция в аппарате Сокслета хлороформом	В течение 72 ч, контроль УФ лампой
3	Сушка образцов	Вакуумная сушильная печь, 72,5°C	Сушка до стабилизации массы
4	ЯМР экстрагированных образцов	Geospec 2-53 Измерение времени T_2 релаксации	Ячейка 43 мм, с.у.
5	Насыщение экстр. сухих образцов моделью пластовой воды (NaCl 10г/л) и раствором KI (10%)	Капиллярная пропитка с последующим насыщением под давлением в автоматическом сатураторе	150 атм., в течение 7 суток
6	Определение пористости образцов методом ЖН	Весы аналитические AND GH-202	Согласно методике
7	ЯМР образцов в состоянии 100% водонасыщенности	Geospec 2-53 Измерение времени T_2 релаксации, профиля насыщенности, карты T_1 - T^2	Ячейка 43 мм, с.у.
8	Центрифугирование образцов	Центрифуга RC-4500 (Vinci Technologies)	Ступенчатое изменение скорости: контроль по ЯМР на 1500, 2500, 3000, 3500, 4000, 4500 об/мин
9	Повторный ЯМР образцов после центрифугирования	Geospec 2-53 Измерение времени T_2 релаксации	Ячейка 43 мм

5.1.3 Результаты ЯМР исследований кернового материала

В рамках первичных исследований кернового материала АЧ, были проведены измерения 45 образцов с определением их общей насыщенности и пористости методом ЯМР. Общая насыщенность образцов варьируется в диапазоне 0,21–1,39 мл

(ср. 0,52 мл), что соответствует общей пористости от 1,04 до 8,18 со средним значением 2,67% для коллекции (рисунок 5.3).

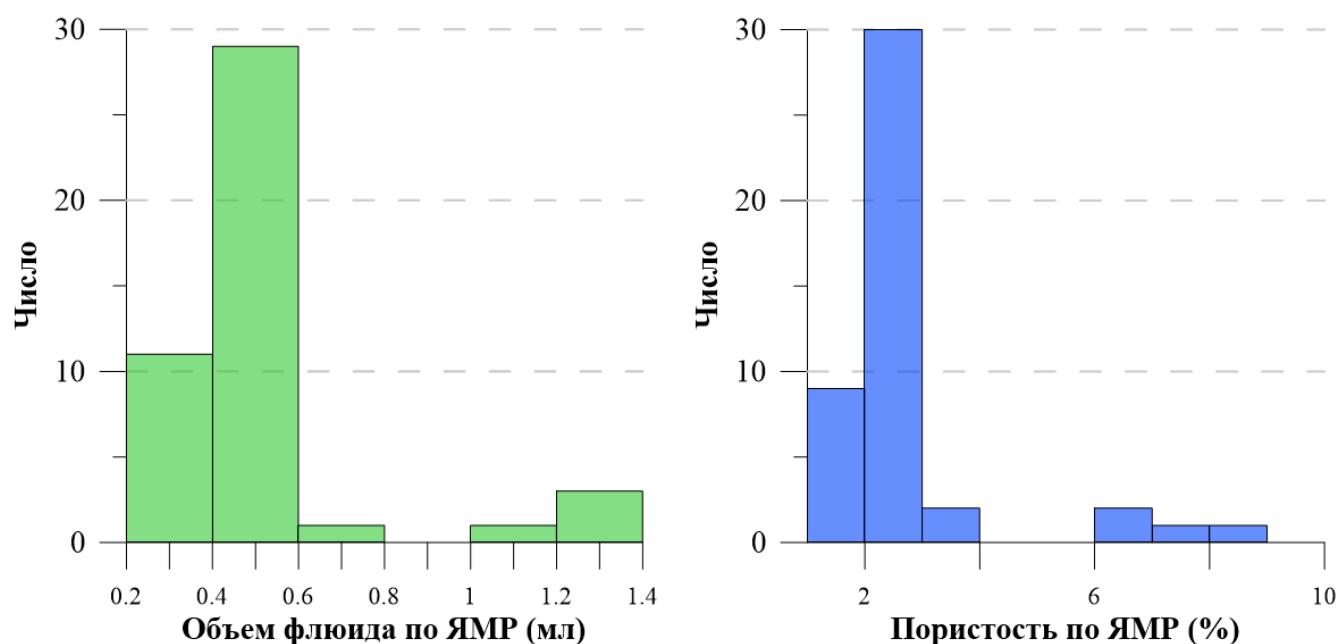


Рисунок 5.3 – Общая насыщенность (слева) и общая пористость по ЯМР (справа) образцов расширенной коллекции (сделано автором)

Стоит отметить, что пористость, определенная по методу ЯМР на ненасыщенных неэкстрагированных образцах, рассчитывается по результатам регистрируемых прибором пор, заполненных высоковязкими, мобильными УВ и остаточной водой. Пустое поровое пространство, не оккупированное водородсодержащими флюидами, на данном этапе измерений не учитывается.

В первую очередь, была проведена интерпретация кривых T_2 для ненасыщенных неэкстрагированных образцов (12 шт.) с использованием стандартных отсечек (2,5 и 33 мс) (таблица 5.4). Были определены такие параметры, как глинисто-связанная, капиллярно-связанная, открытая (мобильная) и эффективная пористости (рисунок 5.4).

Таблица 5.4 – Результаты ЯМР исследований образцов до и после экстракции, основная программа (12 шт.)

Лабораторный номер	Общий объем по ЯМР T ₂ , мл	Общая пористость*, %	Пористость глинистой составляющей CBW, % 2.5 мс	Пористость капиллярно-связанной воды BV1, % 33 мс	Мобильная пористость FFI*, %	Общий объем по ЯМР T ₂ , мл	Общая пористость*, %
	неэкстр. ненас. образцы (as-received)					экстр. образцы	
1	0,22	1,05	0,9	0,07	0,08	0,21	1,00
2	0,68	3,31	3,15	0,09	0,07	0,22	1,09
3	0,48	2,33	1,99	0,25	0,09	0,15	0,73
4	0,43	2,36	1,95	0,34	0,07	0,15	0,85
5	1,06	6,20	6,1	0,00	0,10	0,32	1,87
6	0,48	2,34	1,84	0,40	0,10	0,12	0,60
7	0,52	2,49	2,28	0,11	0,10	0,17	0,79
8	1,40	8,19	8,11	0,01	0,07	0,34	1,97
9	0,28	1,37	1,19	0,08	0,10	0,12	0,58
10	0,49	2,33	2,09	0,13	0,11	0,12	0,59
11	0,31	2,13	1,76	0,32	0,05	0,11	0,76
12	1,28	6,18	6,11	0,00	0,07	0,35	1,69

*значения рассчитаны по объему регистрируемого флюида (без учета пустых пор)

Для выделенных образцов общая насыщенность неэкстрагированных образцов составила от 0,22 до 1,40 мл, общая пористость по ЯМР варьировалась от 1,1 до 8,2% (рисунок 5.4). Для уточнения эффективной пористости, кривая T₂ была пересчитана с использованием стандартных отсечек (2,5 и 33 мс). Таким образом, основной вклад в пористость неэкстрагированных образцов вносит пористость глинистой

составляющей CBW, которая также включает объем пор, занятых тяжелыми УВ. Эффективная пористость (сумма капиллярно-связанной и мобильной пористости) находится в диапазоне от 0,07 до 0,50% со средним значением 0,23%.

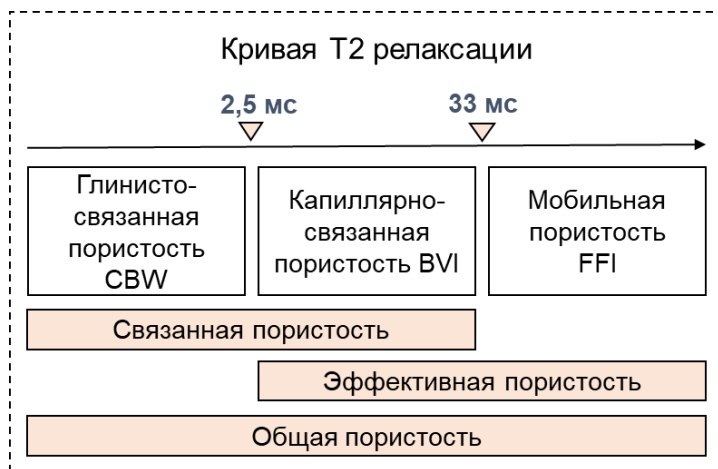


Рисунок 5.4 – Интерпретация данных ЯМР по результатам теста T2 с использованием стандартных отсечек (сделано автором)

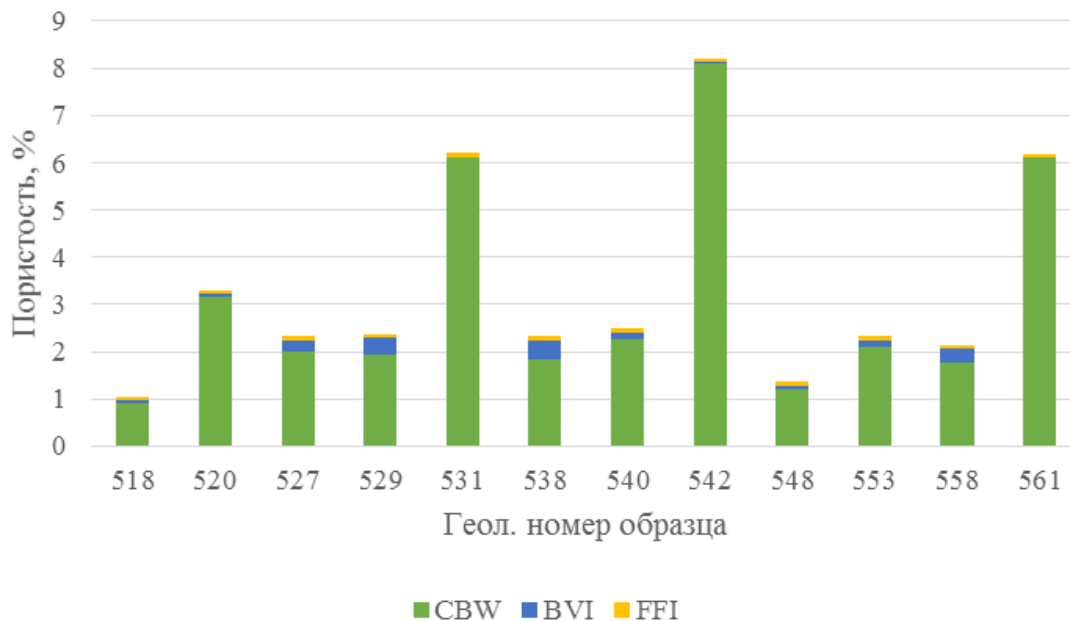


Рисунок 5.5 – Пористость неэкстрагированных образцов по результатам ЯМР анализа (CBW – глинисто-связанная пористость, BVI – капиллярно-связанная пористость, FFI – мобильная пористость) (сделано автором)

Экстрагированные хлороформом образцы были повторно направлены на ЯМР исследования для регистрации остаточной насыщенности. Результаты показали частичное удаление флюидов (до 1,06 мл), остаточная насыщенность составила в среднем 0,20 мл.

По результатам стандартной интерпретации данных ЯМР измерений водонасыщенных образцов, открытая (мобильная) пористость варьируется в пределах от 0,09 до 6,08 %, а эффективная (с учетом капиллярно-связанной) – от 0,5 до 12,8% (таблица 5.5). Стоит отметить, что наблюдается значительный разброс значений эффективной пористости по разрезу, что подтверждает необходимость комплексного анализа ЯМР с результатами литологических и петрографических исследований.

Таблица 5.5 – Результаты ЯМР исследований водонасыщенных образцов, основная программа (12 шт.), интерпретация по стандартным отсечкам T₂.

Лаб. номер образца	Общий объем по ЯМР T ₂ , мл	Общая пористость по ЯМР, %	Пористость глинистой составляющей CBW, % 2.5 мс	Пористость капиллярно-связанной воды BVI,	Мобильная пористость FFI, %	Эффективная пористость, %	Насыщающий флюид
1	0,83	3,99	2,53	1,34	0,12	1,46	10%KI
2	1,96	9,57	6,04	3,24	0,29	3,53	МПВ
3	2,66	12,88	2,21	8,06	2,61	10,67	10%KI
4	2,64	14,56	2,47	7,27	4,82	12,09	МПВ
5	1,74	10,14	9,06	0,68	0,40	1,08	МПВ
6	3,06	14,82	2,02	6,72	6,08	12,80	10%KI
7	2,77	13,23	2,65	7,51	3,08	10,59	МПВ
8	2,23	13,07	11,55	0,41	1,11	1,52	МПВ
9	0,62	3,01	1,81	1,11	0,09	1,19	МПВ
10	2,96	14,15	1,83	6,95	5,37	12,32	МПВ
11	2,00	13,66	1,81	8,85	3,00	11,85	МПВ
12	1,70	8,24	7,75	0,21	0,29	0,50	10%KI

Дополнительно была рассчитана разность сигналов для определения открытой пористости по ЯМР. Для этого, из сигнала водонасыщенного образца был вычтен сигнал экстрагированного сухого образца; данная операция была проведена с сигналом до и после математической обработки (таблица 5.6). Результаты показывают хорошую сходимость значений открытой пористости методом ЯМР (методом вычитания машинного сигнала до обработки) и ЖН (Преображенского).

Таблица 5.6 – Результаты ЯМР исследований водонасыщенных образцов, сравнение с методом Преображенского.

Лаб. номер образца	Общая пористость по ЯМР, %	Открытая пористость по ЖН, %	Открытая пористость по ЯМР (разность сигналов арифм.), %	Открытая пористость по ЯМР (разность сигналов до обработки), %
1	3,99	3,09	3,19	3,06
2	9,57	7,34	8,71	8,22
3	12,88	11,66	12,30	11,77
4	14,56	12,38	13,89	13,35
5	10,14	6,65	8,66	8,05
6	14,82	13,42	14,35	13,88
7	13,23	11,60	12,61	12,19
8	13,07	8,77	11,51	10,80
9	3,01	2,46	2,55	2,58
10	14,15	11,99	13,68	13,38
11	13,66	11,89	13,06	12,53
12	8,24	5,89	6,91	6,34

На следующем этапе проведения исследований образцы были направлены на центрифугирование для моделирования остаточной водонасыщенности. Центрифугирование для первой партии образцов (6 шт.) было осуществлено с поэтапным изменением скорости от 1500 до 4500 об/мин с профилированием ЯМР и

компьютерной томографией образцов на каждом шаге (рисунок 5.6). Результаты ЯМР анализа первой партии образцов приведены в таблице 5.7. Согласно полученным данным, для части образцов наблюдается постепенное снижение насыщенности по мере увеличения скорости центрифугирования. Однако, для двух образцов характерно колебание значений насыщенности по ЯМР, что может быть связано с изначально низким объемом пор и удалением всех мобильных флюидов на ранних этапах центрифугирования, а также адсорбцией влаги из воздуха в процессе хранения ядерного материала.

Изменение объема по ЯМР в процессе центрифугирования показало, что удаляется в среднем 0,14 до 2,17 мл (таблица 5.7). Остаточная водонасыщенность по результатам ЯМР составила в среднем 58%. На последнем этапе центрифугирования, был проведен повторный анализ ЯМР на образцах с остаточной водонасыщенностью, также были определены индивидуальные отсечки T_2 для уточнения эффективной пористости целевой коллекции.

Таблица 5.7 – Изменение насыщенности образцов по данным ЯМР в процессе центрифугирования на разных скоростях.

Номер образца	Общий объем по ЯМР T_2 , мл	Общий объем по ЯМР T_2 , мл					
	100%Sw	1500 об/мин	2500 об/мин	3000 об/мин	3500 об/мин	4000 об/мин	4500 об/мин
Партия №1							
1	0,84	0,79	0,62	0,70	0,58	0,74	0,49
2	2,66	2,47	2,30	2,13	1,79	1,74	1,34
3	3,07	2,74	2,30	1,92	1,48	1,33	0,89
4	2,77	2,60	2,13	1,89	1,68	1,44	1,33
5	2,95	2,86	2,43	1,94	1,63	1,49	1,30
6	1,71	1,60	1,63	1,72	1,54	1,59	1,43

Продолжение таблицы 5.7.

Номер образца	Общий объем по ЯМР T_2 , мл	Общий объем по ЯМР T_2 , мл					
	100%Sw	1500 об/мин	2500 об/мин	3000 об/мин	3500 об/мин	4000 об/мин	4500 об/мин
Партия №2							
7	1,96	н/а					1,53
8	2,65	н/а					1,49
9	1,74	н/а					1,27
10	2,23	н/а					1,69
11	0,62	н/а					0,47
12	2,00	н/а					1,22

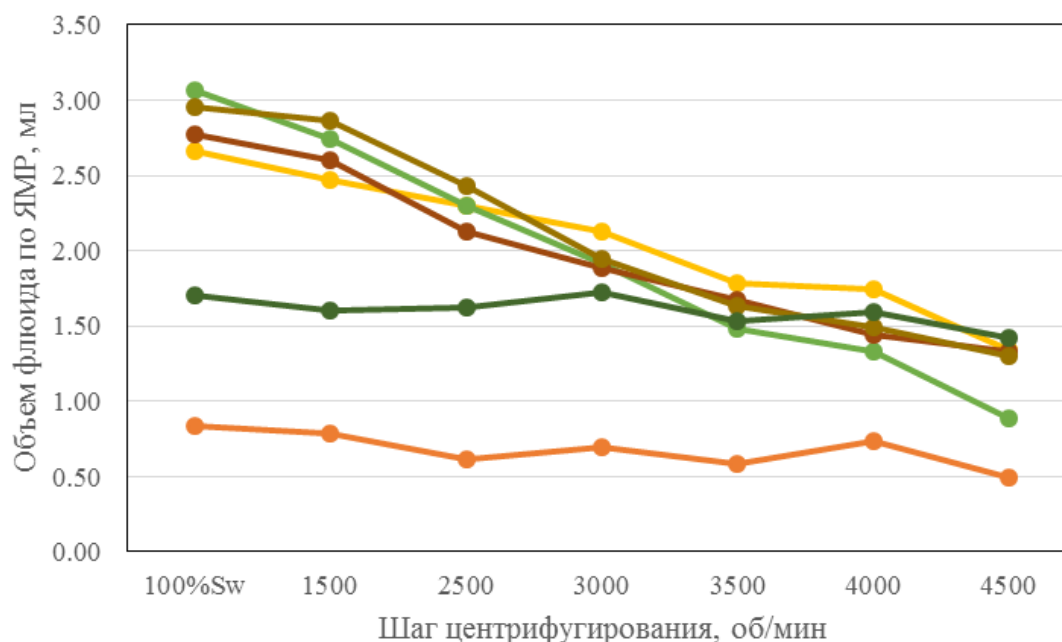


Рисунок 5.6 – Изменение объема флюида в образцах по ЯМР в процессе центрифугирования и моделирования остаточной водонасыщенности (сделано автором)

Таким образом, после повторного анализа для каждого образца была определена индивидуальная отсечка T_2 и проведена финальная интерпретация данных для

уточнения значений эффективной пористости. Индивидуальные отсечки в основном были определены в пределах от 1,0 до 19,3 мс со средним значением в 7,5 мс. Эффективная пористость по индивидуальным отсечкам составила от 1,3 до 13,98%, в то время как открытая варьировалась в диапазоне от 0,8 до 10,5%. Повторная интерпретация данных по индивидуальным отсечкам позволила скорректировать значения как открытой, так и эффективной пористости. Сравнение значений показало, что использование стандартной отсечки T_2 (33 мс для песчаника) приводит к заниженной оценке эффективной (продуктивной пористости) целевых пород в среднем на 19 отн.% или на 0,8 абс. %.

Дополнительно, градиентное профилирование ЯМР с поэтапной регистрацией сигнала на каждом шаге центрифугирования позволило проследить изменение насыщенности по высоте образца керна (рисунок 5.7, слева). Комплекс полученных одномерных профилей был использован для построения кривой капиллярного давления (ККД) по модели Брукса-Кори (рисунок 5.7, справа).

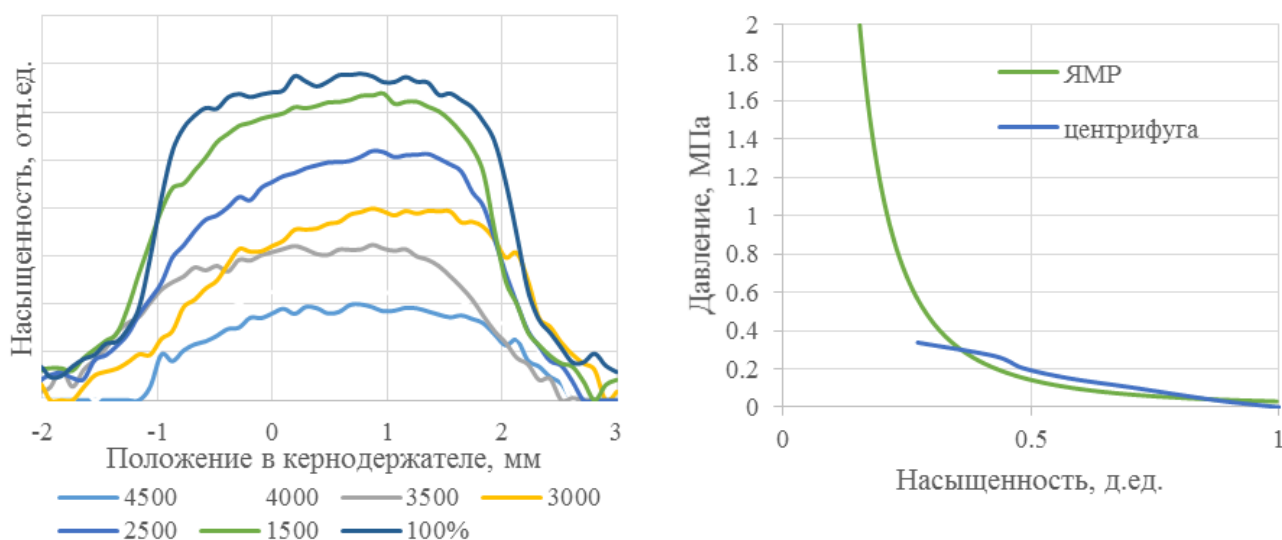


Рисунок 5.7 – Профиль изменения насыщенности (слева) и ККД построенная по результатам ЯМР и центрифугирования (справа) (сделано автором)

Распределение пор по размерам было сгенерировано по данным кривой релаксации T_2 для образцов в различных состояниях насыщенности с использованием табличного значения коэффициента релаксационной активности (10 микрон/сек) (рисунок 5.8). Для уточнения этого значения требуется проведение дополнительных экспериментов (низкотемпературная адсорбция азота на крошке породы) и определение величины удельной поверхности и удельного объема изучаемой породы. При использовании данного коэффициента пересчета большая доля пор в насыщенных образцах I и II группы по ЕКО сосредоточена в диапазоне от 0,02 до 10 мкм (рисунок 5.8). Размер пор, оккупированных остаточной водой по итогам моделирования остаточной водонасыщенности посредством центрифугирования, варьируется от 0,01 мкм до 0,3/0,5 мкм с незначительной долей флюида в области пор радиусом до 5 мкм. Для образца III группы (глинистые алевролиты) распределение пор по размерам значительно отличается: большинство сигнала регистрируется в диапазоне до 0,1 мкм, количество больших пор ограничено. К тому же изменение насыщенности подобных образцов практически не влияет на характер распределения пор.

Сравнение кривой T_2 релаксации с результатами компьютерной микротомографии и ртутной порометрии показывает ограничения разных методик по построению распределения пор (рисунок 5.8). Распределение пор, построенной на основе пересчета кривой T_2 , было уточнено измерением удельной поверхности методом БЭТ (кривая ЯМР БЭТ на графике (рисунок 5.8)). В дополнение к результатам ЯМР, на графике наложены распределения по данным ртутной порометрии (РП, радиус поровых каналов), рентгеновской микротомографии (мКТ) и петрографического анализа шлифов.

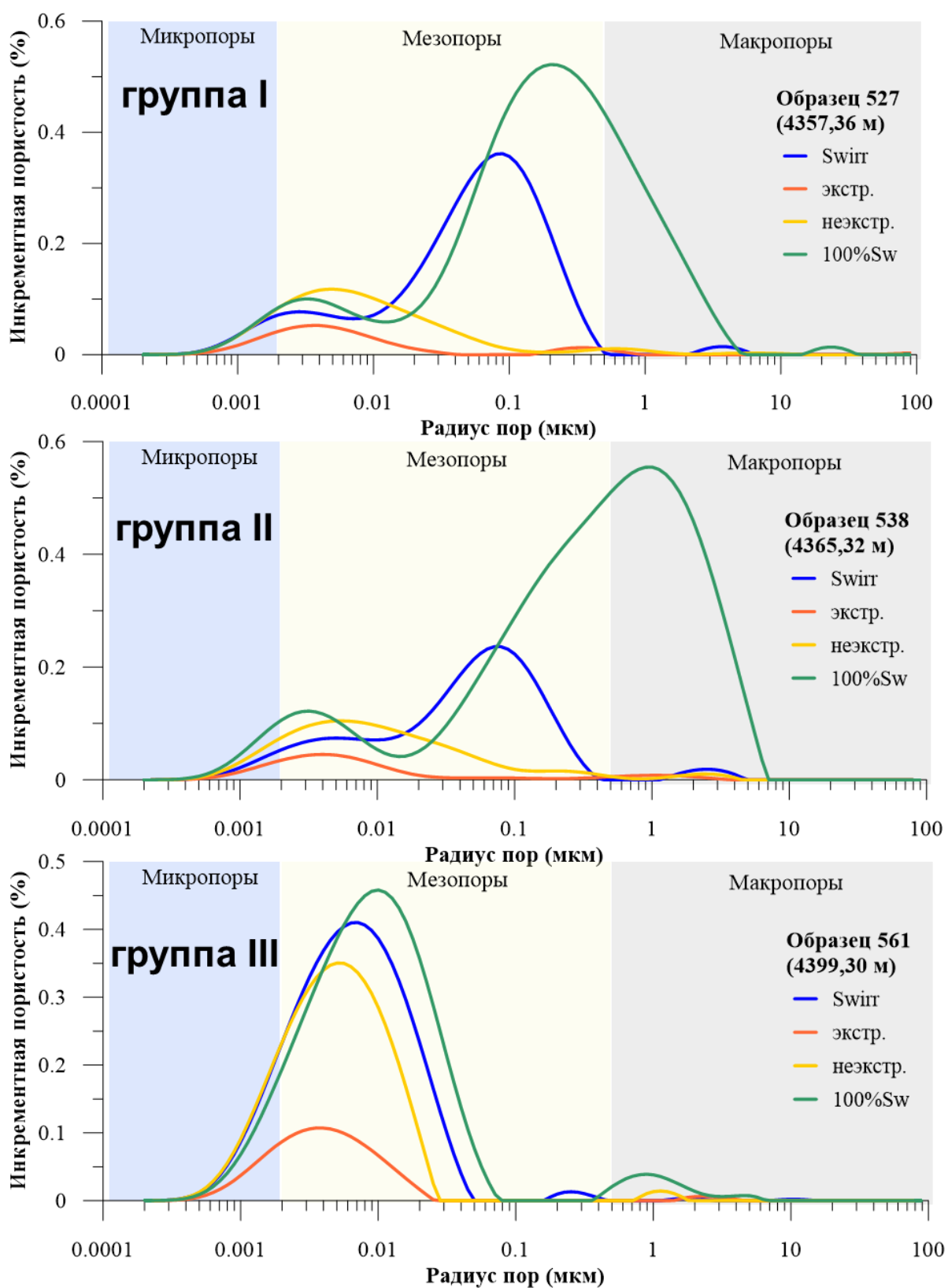


Рисунок 5.8 – Распределение пор по размерам по результатам ЯМР измерений водонасыщенных образцов (сделано автором)

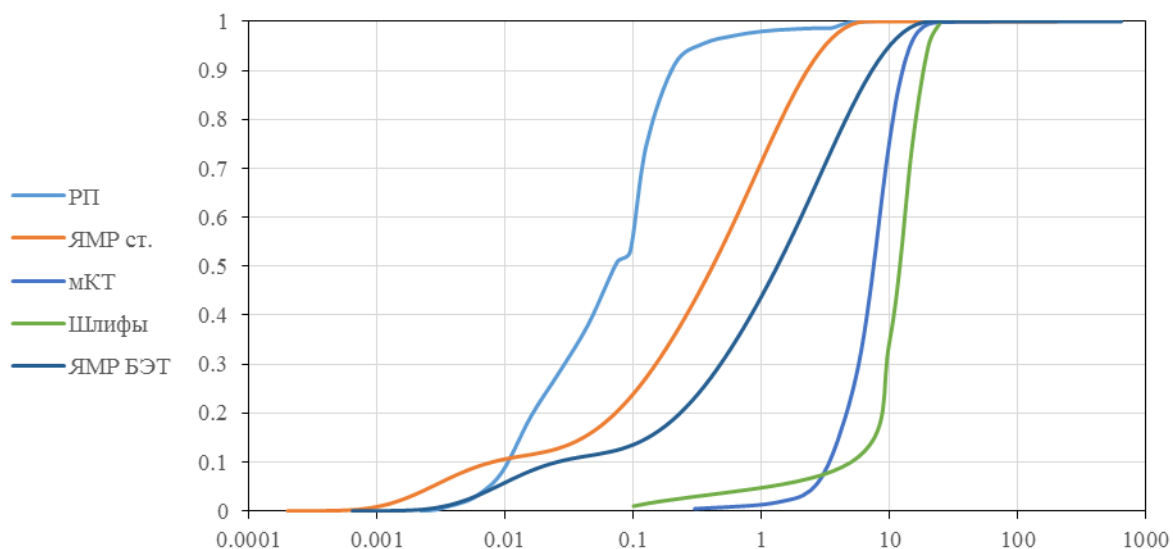


Рисунок 5.9 – Среднее распределение пор по размерам: сравнение разных методов (сделано автором)

Также, для части выделенных образцов (4 шт.) были построены двумерные карты T_1 - T_2 в состоянии псевдоестественной насыщенности и после насыщения моделью пластовой воды и раствором KI (рисунок 5.10). С помощью ПО GIT была проведена качественная и количественная оценка флюидонасыщенности образцов. Результаты первичной интерпретации карт T_1 - T_2 с разделением флюидов приведены в таблице 5.8. Интерпретация была проведена по основам схемы на рисунке 5.10, в которой выделены битумоиды & ОН, адсорбированные УВ, свободные УВ, структурная & связанная вода и свободная вода.

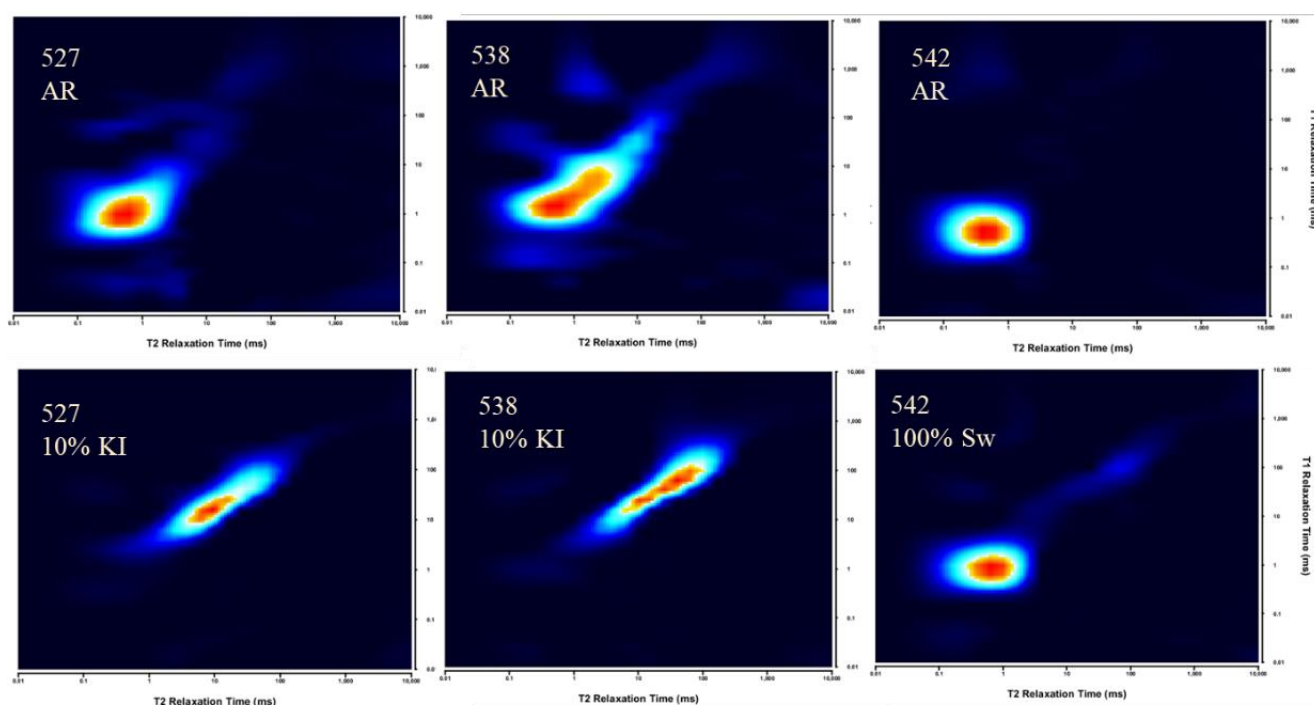


Рисунок 5.10 – Двумерные карты T₁-T₂ для образцов в состоянии псевдоестественной (AR) и 100% насыщенности (10% KI/ 100%Sw) (сделано автором)

Таблица 5.8 – Результаты интерпретации карт T₁-T₂ для группы образцов (4 шт.).

Номер образцов	AR (неэкстр. ненас.)			100%Sw		
	Объем вязких и адсорбированных УВ, %	Связанная вода, %	Свободные флюиды, %	Объем вязких и адсорбированных УВ, %	Связанная вода, %	Свободные флюиды, %
1	53,05	38,07	8,88	47,22	2,77	50,01
2	49,23	37,95	12,82	36,59	2,78	60,63
3	56,78	28,27	14,95	30,45	2,87	66,68
4	16,70	81,47	1,83	29,41	59,41	11,18

По результатам проведения комплекса ЯМР исследований на коллекции кернового материала можно выделить следующие выводы:

1. ЯМР измерения образцов расширенной коллекции (45 шт.) предоставили первоначальную оценку остаточной насыщенности (0,21–1,39 мл) и пористости (1,04–

8,18%) неэкстрагированных образцов. Основной вклад в пористость неэкстрагированных образцов вносит пористость глинистой составляющей СВW, которая также включает объем пор, занятых тяжелыми УВ.

2. Открытая (мобильная) пористость водонасыщенных образцов по стандартным отсечкам варьируется в пределах от 0,09 до 6,08 %, а эффективная (с учетом капиллярно-связанной) – от 0,5 до 12,8%.

3. Индивидуальные отсечки в основном определяются в пределах от 1,0 до 19,3 мс со средним значением в 7,5 мс.

4. Распределение пор по размерам было сгенерировано по данным кривой релаксации T_2 для образцов в различных состояниях насыщенности: большая доля пор в насыщенных образцах сосредоточена в диапазоне от 0,02 мкм до 10 мкм с незначительной долей флюида в области пор радиусом до 8–12 мкм.

5. Интерпретация двумерных карт T_1 - T_2 показала, что несмотря на то, что в неэкстрагированных образцах преобладает доля тяжелых и адсорбированных УВ, для группы III (глинистые алевролиты) характерно значительное количество глинисто-связанной воды (до 81% для образца 542). В водонасыщенных образцах доля мобильных флюидов составляет от 11 до 66%.

5.2 ИЗМЕРЕНИЕ ПОРИСТОСТИ МЕТОДОМ ЖИДКОСТЕНАСЫЩЕНИЯ

5.2.1 Общие сведения об анализе

Определение открытой пористости жидкостенасыщением (метод Преображенского) входит в состав стандартных исследований керна, регламентировано стандартом ГОСТ 26450.1-85 [11] и является одним из наиболее достоверных способов определения открытой пористости. Технология исследования позволяет выполнять измерения на образцах любой формы, а также параллельно определять значения объемной и кажущейся минералогической плотности.

Измерение производится путем трехкратного взвешивания образца в различных состояниях:

- 1) высушенном до постоянной массы;
- 2) насыщенном жидкостью;
- 3) насыщенном жидкостью и погруженным в нее.

5.2.2 Оборудование и материалы

Для выполнения исследований были задействованы материалы и оборудование, приведённые в таблице 5.9.

Таблица 5.9 – Основные приборы и материалы, используемые для эксперимента

№ п.п	Фото, наименование	Основные характеристики	Значения
Средства измерений			
1.	 Весы аналитические	Модель	GH-202
		Производитель	AND
		Дискретность взвешивания, мг	0,1
		Класс точности	I
		Наибольший предел взвешивания, г	220
		Выполняемая функция	Взвешивание образцов в воздухе и жидкости
Испытательное оборудование			
2.	 Сатуратор	Модель	ПИК-СК-М1
		Производитель	Геологика (доработка Сколтех)
		Максимальное давление насыщения, МПа	15
		Возможность капиллярной пропитки	есть
		Макс. диаметр образцов, мм	120
		Макс. длина образцов, мм	300
Выполняемая функция	Насыщение образцов		

Продолжение таблицы 5.9.

№ п.п	Фото, наименование	Основные характеристики	Значения
Расходные материалы			
3.	Модель пластовой воды	Шифр	МПВ Ач1
		Рецептура	NaCl+ NaHCO ₃
		Выполняемая функция	Насыщающий агент
4.	Раствор йодистого калия	Рецептура	KI 100 г/л
		Выполняемая функция	Насыщающий агент

5.2.3 Методика выполнения

Определение открытой пористости, объемной и минералогической плотности производилось жидкостенасыщением (метод Преображенского) в соответствии с ГОСТ 26450.1-85 [11]. В качестве насыщающей жидкости для образцов, направляемых на томографию, использовался раствор KI концентрацией 100 г/л. Для насыщения остальных образцов использовалась модель пластовой воды МПВ Ач1 (таблица 5.10).

Таблица 5.10 – Солевой состав модели пластовой воды МПВ Ач1

№	Название соли	Формула	Концентрация, г/л
1	Натрий хлористый (хч)	NaCl	8.0410309
2	Гидрокарбонат натрия (хч)	NaHCO ₃	2.3292433

Измерения производились в следующей последовательности:

- 1) Образцы высушивали в вакуумном сушильном шкафу при температуре 105 °С до стабилизации массы.
- 2) Образцы взвешивали на аналитических весах (M_1) с точностью 0,0001 г:
- 3) Образцы помещали в сатуратор ПИК-СК. Гидравлическая схема сатуратора приведена на рисунке 5.11.

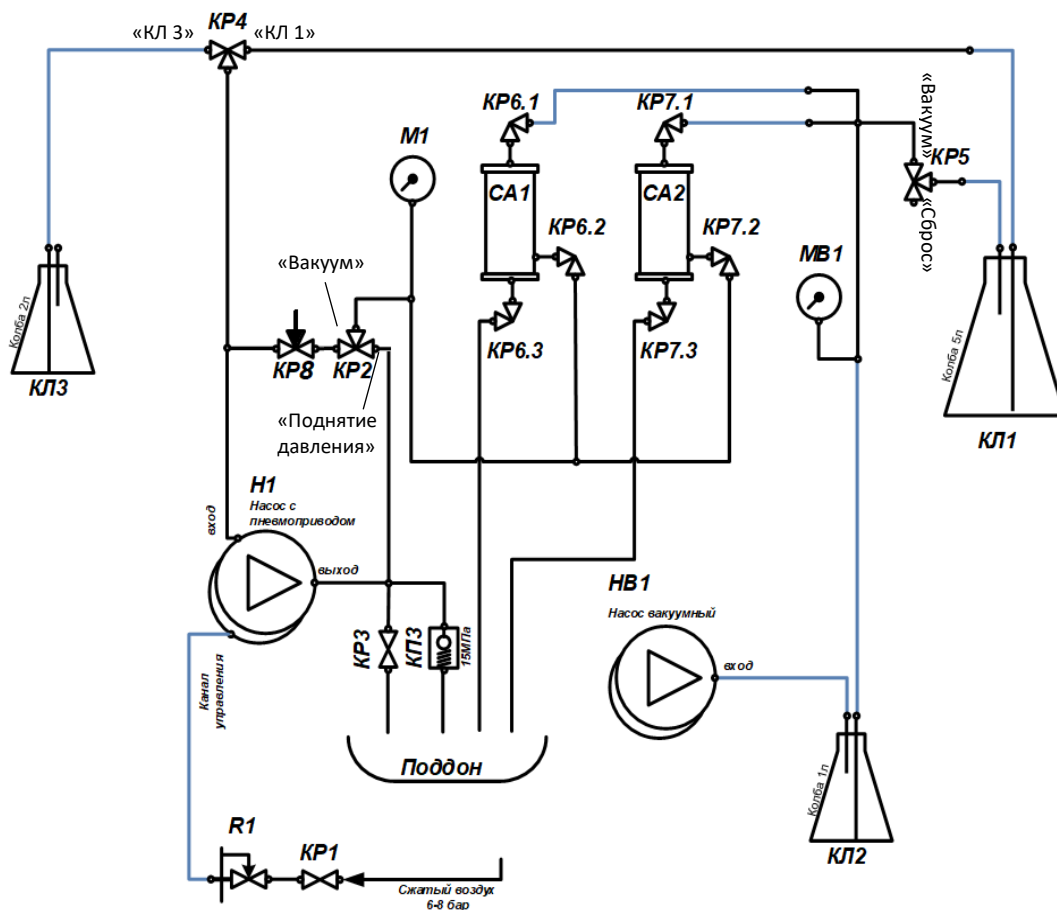


Рисунок 5.11 – Гидравлическая схема сатуратора ПИК-СК

- 4) Выполняли насыщение образцов следующей последовательности:
 1. Для насыщения образцов моделью пластовой воды (раствором KI) использовали камеру для насыщения СА1 (рисунок 5.2.11).
 2. Лишний объем камеры насыщения заполняли фторопластовыми проставками. Сверху на проставки помещали исследуемые образцы.
 3. Заполняли колбу КЛ1 моделью пластовой воды (раствором KI).
 4. Открывали вентили КР6.1, КР6.2, закрывали вентиль КР6.3.
 5. Устанавливали вентиль КР4 в нейтральное положение (перекрыты все ходы).
 6. Устанавливали вентиль КР5 в режим «Вакуум».
 7. Устанавливали вентиль КР2 в режим «Поднятие давления».

8. Запускали вакуумный насос ВН1.
9. Дожидались, когда показания давления на вакуумметре вакуумметра МВ1 снизятся ниже 1000 Па, и устанавливали вентиль КР5 нейтральное положение (перекрыты все ходы).
10. Оставляли насос ВН1, включенным на время не менее 8 часов.

Капиллярная пропитка образцов:

1. Открывали вентиль КР6.2.
2. Плавно переводили вентиль КР5 в режим «Сброс».
3. Переводили вентиль КР4 в режим «КЛ1».
4. Переводили вентиль КР2 в режим «Вакуум».
5. Дожидались момента, когда вода начинала появляться на выходе с вентилей 6.1 (в прозрачной трубке) и перекрывали вентиль 6.1.
6. Отключали вакуумный насос ВН1.

Донасыщение образцов под атмосферным давлением:

1. Убеждались, что уровень жидкости в колбе КЛ1 стабилизировался и выжидали 1 час.

Насыщение образцов под высоким избыточным давлением:

1. Переводили вентиль КР2 в режим «Поднятие давления».
2. Открывали вентиль КР1.
3. Плавно поворачивая ручку редуктора Р1, доводили давление на манометре М1 до 15 МПа. Поднятие давления осуществляли ступенями по 1-5 МПа, делая между ними паузы по 1-5 мин.
4. Убеждались, что давление на манометре М1 стабилизировалось и выжидали не менее 4 часов.
5. Закрывали вентили (КР1, КР6.2).
6. Выкрутив ручку редуктора Р1 полностью сбрасывали давление воздуха в насосе -усилителе Н1.

7. Открывали крышку камеры СА2 и перекладывали насыщенные образцы в герметичный контейнер с моделью пластовой воды (раствором KI).

5) Выполняли взвешивание образцов на аналитических весах в модели пластовой воды (растворе KI) (M_2) с точностью 0,0001 г.

6) С помощью фильтровальной бумаги удаляли с поверхности образцов модель пластовой воды (раствора KI).

7) Выполняли взвешивание образцов на аналитических весах в воздухе (M_3) с точностью 0,0001 г.

8) По результатам взвешиваний вычисляли открытую пористость образца. $K_{по(в)}$, согласно формуле:

$$K_{по(в)} = \frac{M_3 - M_1}{M_3 - M_2}, \quad (5.1)$$

где: M_1 - вес сухого образца, г;

M_2 - вес образца, насыщенного моделью пластовой воды (раствором KI) и погруженного в нее, г;

M_3 - вес образца, насыщенного моделью пластовой воды (раствором KI) в воздухе, г.

Объемную плотность $\delta_{п(в)}$, г/см³, вычисляли по формуле:

$$\delta_{п(в)} = \frac{M_1 \cdot \delta_{ж}}{M_3 - M_2}, \quad (5.2)$$

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

Кажущуюся минералогическую плотность $\delta_{кмп(в)}$, г/см³, вычисляли по формуле:

$$\delta_{кмп(в)} = \frac{M_1 \cdot \delta_{ж}}{M_1 - M_2}, \quad (5.3)$$

5.2.4 Выводы по результатам исследований

1. По результатам определения ФЕС методом жидкостенасыщения можно выделить 2 группы образцов: с пористостью менее 0.05 д.ед. и более 0.05 д.ед. (см. рисунках 5.12 - 5.14).

2. Образцы с пористостью менее 0.05 д.ед. в силу повышенного содержания глинистой компоненты характеризуются повышенными значениями минералогической плотности (рисунок 5.13 б), в результате чего они выбиваются из общей зависимости открытая пористость – объемная плотность (рисунок 5.14 б).

3. Группа образцов с пористостью более 0.05 д.ед. в целом характеризуется субнормальным распределением пористости (рисунок 5.12 б) и минералогической плотности (рисунок 5.13 б), что характерно для отложений с выдержанным минеральным составом. На распределении минералогической плотности выделяется небольшой максимум в диапазоне 2.71-2.73, который соответствует слоистым неоднородным образцам. Однако в силу достаточной пористости, это не приводит к существенному отклонению данных образцов от общей зависимости открытая пористость – объемная плотность (рисунок 5.14 б).

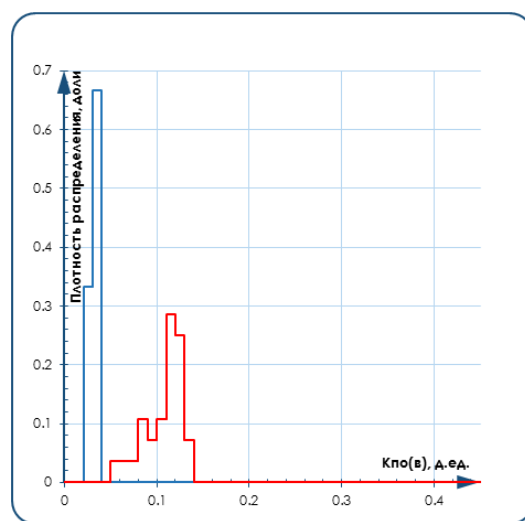
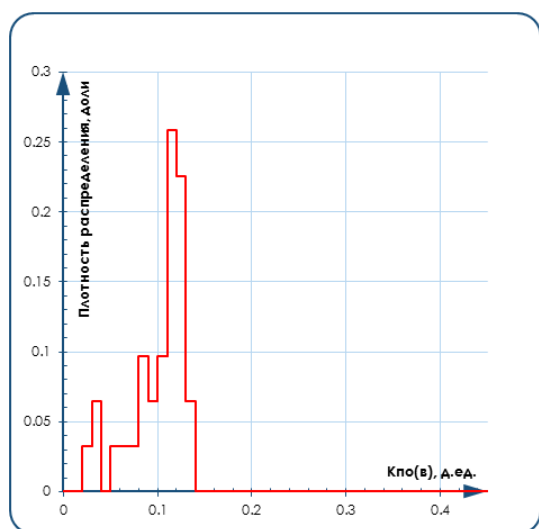


Рисунок 5.12 – Гистограммы открытой пористости плотности по воде а) общее; б) разделенное на группы (сделано автором)

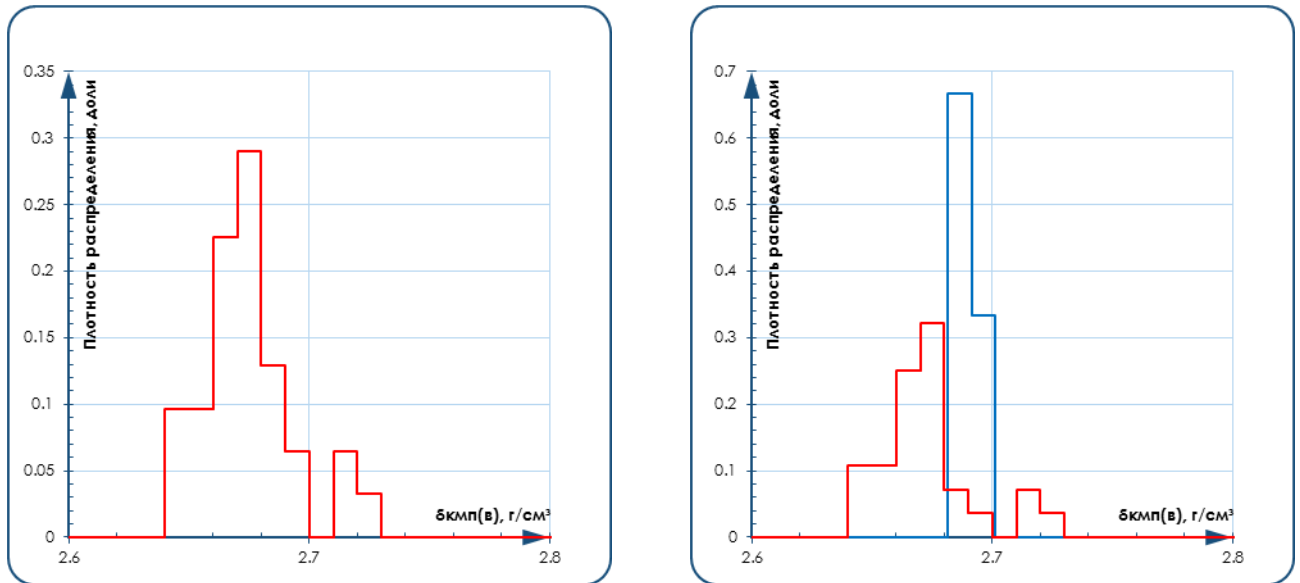


Рисунок 5.13 – Гистограммы кажущейся минералогической плотности по воде а) общее; б) разделенное на группы (сделано автором)

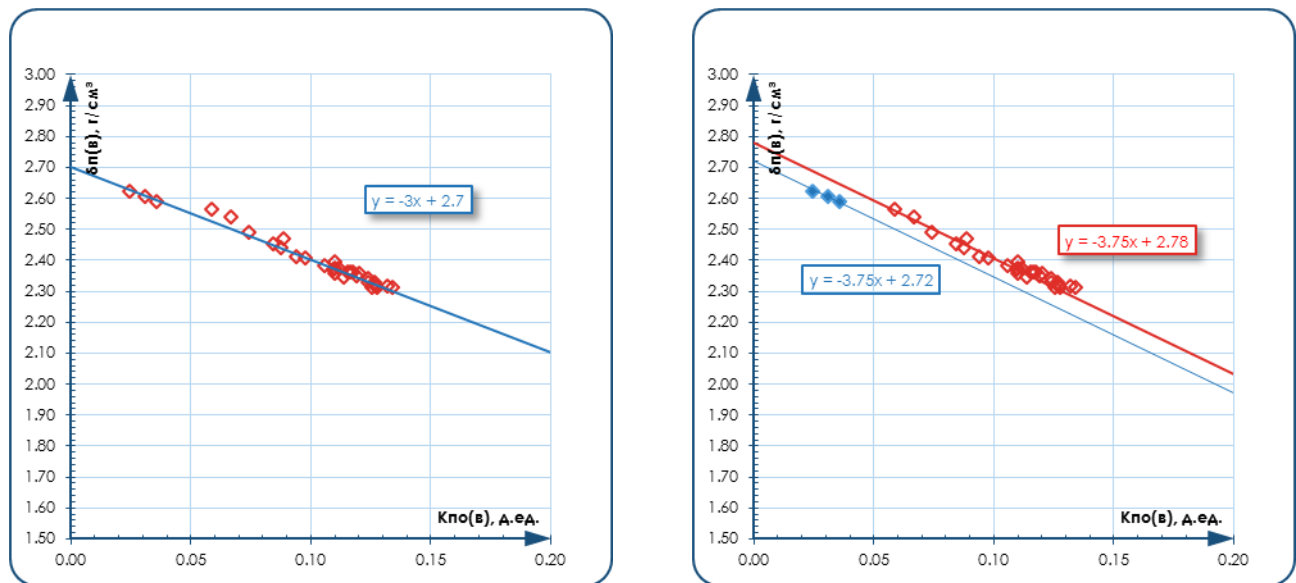


Рисунок 5.14 – Сопоставление открытой пористости и объемной плотности по воде а) общее; б) разделенное на группы (сделано автором)

5.3 ИЗУЧЕНИЕ КАПИЛЛЯРНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК МЕТОДОМ РТУТНОЙ ПОРОМЕТРИИ

5.3.1 Общие сведения об анализе

Цель исследования – получение представления о структуре порового пространства горной породы и преобладающих размерах пор.

Методика основана на свойстве жидкой ртути не смачивать поверхность подавляющего числа твердых материалов и проникать в объем пористого пространства таких материалов только при действии внешнего гидростатического давления P . Радиус доступных для ртути пор r_k в объеме образца связан с гидростатическим давлением P уравнением Лапласа-Уошборна:

$$r_k = \frac{2 \cdot \sigma \cdot \cos \theta}{P} \quad (5.4)$$

где:

r_k – эффективный (гидравлический) радиус пор, мкм

σ – межфазное натяжение ртути на границе ртуть-вакуум, мН/м

θ – угол смачивания ртути в вакууме,

P – абсолютное давление ртути, бар.

Согласно данному уравнению, основанному на классической теории капиллярности, каждому значению давления P_i соответствует величина характерного радиуса пор r_k , при которой все связанные с ртутью поры размера $r_k \geq r_i$ заполняются ртутью, а все поры размера $r_k < r_i$ остаются незаполненными. В результате при повышении давления от некоторого давления P_1 до давления P_2 заполняются поры в диапазоне размеров от r_1 до r_2 (где $r_2 < r_1$), т.е. по мере повышения давления ртути последовательно заполняются поры все меньших размеров. Измерения объема ртути вне образца позволяют определить объем таких пор.

Соответственно, результаты измерений объема вдавленной ртути при разных давлениях характеризуют распределение объема пор по размерам пор в исследуемом

образце. Допущение о цилиндрической форме пор позволяет оценивать их поверхность S . На каждом шаге повышения давления при заполнении объема пор ΔV со средним радиусом $R_{i,cr} = 0.5 (R_i + \Delta R_i)$ приращение удельной поверхности равно $\Delta S_i = 2\Delta V_i / r_{i,cr}$. Суммирование значений ΔS_i в исследованном диапазоне эффективных радиусов пор позволяет оценивать поверхность пор, заполненных ртутью.

Такая методика соответствует стандарту ASTM D4404-84 (2004) (метод измерения объема и распределения пор в почвах и грунтах путем вдавливания ртути).

При интерпретации результатов использовались рекомендуемые значения величины поверхностного натяжения жидкой ртути при комнатной температуре $\sigma = 485$ эрг/см² (0.485 Дж/м²) и угла смачивания $\theta = 130^\circ$. Подстановка этих значений в уравнение Лапласа-Уошборна дает следующее выражение

$$r_k = \frac{743}{P} \quad (5.5)$$

где:

r_k – эффективный (гидравлический) радиус пор, нм

P – абсолютное давление ртути, МПа.

5.3.2 Оборудование и материалы

Для выполнения исследований были задействованы материалы и оборудование, приведённые в таблице 5.11.

Ртутно-порометрические измерения проводятся на автоматизированном ртутном порометре (порозиметре) AutoPore IV 9520 фирмы Micromeritics (США), управляемым компьютером. Конструкция порометра включает блок низкого давления (рабочее давление до 0,2 МПа), блок высокого давления (рабочее давление до 414 МПа), набор разборных ампул для размещения образцов (называемых *пенетрометрами* – от penetrate – проникать внутрь) и блок управления (компьютер).

Таблица 5.11 – Основные приборы и материалы, используемые для эксперимента

№ п.п	Фото, наименование	Основные характеристики	Значения
Средства измерений			
1.		Модель	AutoPore IV 9520
		Производитель	Micromeritics, США
		Выполняемая функция	Снятие характеристик давление - объем
		Диапазон создаваемых давлений	0,003 – 414 МПа
		Диапазон измеряемых радиусов поровых каналов давлений	1,5 -10 ⁵ нм
Ртутный порозиметр			
2.		Модель	CE224
		Производитель	СартоГОСМ
		Выполняемая функция	
		Диапазон измерений	0,001–220 г
		Дискретность показаний	0,001 г
Весы аналитические			
Расходные материалы			
3.		Марка	P0 по ГОСТ 4658-73
		Содержание примесей	Не более 0,001 % вес
		Выполняемая функция	Нагнетаемый флюид
Ртуть			
4.	Гидростатические жидкости	Марка	MIC 920-16002
		Производитель	MIC 920-16001-00
		Выполняемая функция	Буферные жидкости для нагнетания ртути

Пенетрометры состоят из калиброванной капиллярной трубки из боросиликатного стекла, которая спаяна с разборной камерой для размещения образца. Внешняя поверхность капилляра покрыта металлом. Вдавливание ртути в пористое пространство образца приводит к изменению высоты столба ртути в капилляре. Ртуть внутри капилляра и внешнее металлическое покрытие капилляра используются как обкладки конденсатора. Изменение уровня ртути в капилляре вызывает изменение емкостного электрического сопротивления, что позволяет контролировать объем вдавленной ртути с точностью до 0.1 мкм^3 .

Блок низкого давления предназначен для вакуумирования пенетрометров с образцами, заполнения их ртутью и измерений крупных пор при постепенном повышении давления в ртути до атмосферного. Блок содержит четыре камеры, что позволяет одновременно проводить заполнение и измерения 1, 2, 3 и 4 образцов. Конструкция этого блока включает форвакуумный насос для дегазации пенетрометров с ртутью и образцами, устройство для заполнения пенетрометров дегазированной ртутью и последующего повышения давления до атмосферного. Давление повышается путем ступенчатой дозировки сухого воздуха, который подается диафрагменным микронасосом. Для минимизации влияния давления столба ртути в калиброванных капиллярах пенетрометры в этом блоке устанавливаются почти горизонтально (отклонение от горизонтали – несколько градусов).

Блок высокого давления предназначен для измерений вдавливания ртути в диапазоне давлений до 414 МПа и содержит две камеры, что позволяет проводить измерения одновременно на двух пенетрометрах с образцами. При измерениях камеры полностью заполнены гидравлической жидкостью, повышение давления до 20 МПа осуществляет шестеренчатый насос, а дальнейшее повышение давления – одноходовой двухпоршневой гидроусилитель. Поршень низкого давления, связанный с шестеренчатым насосом, имеет диаметр 125 мм, а диаметр поршня высокого давления – 25 мм, что дает коэффициент усиления (мультипликации) 25. Рабочий объем со стороны высокого давления – 100 см^3 , что при практическом отсутствии

пузырьков воздуха, защемленных в объеме гидравлической жидкости, надежно обеспечивает создание необходимого предельного давления в 414 МПа. Для ограничения давления и предупреждения его превышения используются независимая двойная система контроля: механическая система, включающая обратные клапаны, клапан сброса в контуре гидравлического насоса, и электронные системы переключения.

Подготовка пенетрометров:

Пенетрометры перед измерениями были тщательно очищены, обезжирены и высушены. Выбор размера пенетрометра для проведения анализа конкретного образца зависел от геометрических размеров образца и его пористости. Пенетрометр, выбирался таким образом, чтобы ожидаемое использование составило 50 – 70 % калиброванного объема.

Подготовка образцов:

Образец проверяли на чистоту поверхности. В случае присутствия пыли на образце его провеивали между ситами с размером ячейки 0.1 и 1 мм под тягой. Затем образец сушили до постоянного веса в вакуумном сушильном шкафу при температуре 70 °С не менее 8 ч. После сушки образец и загружали в ампулу в герметичной камере, и производили сборку пенетрометра (рисунок 5.15), который далее быстро переносили в камеру низкого давления.

Перед измерением в порозиметр задавали программу эксперимента, предусматривающую не менее 100 точек давления. Время установления равновесия на каждой точке устанавливали не менее 60 с.

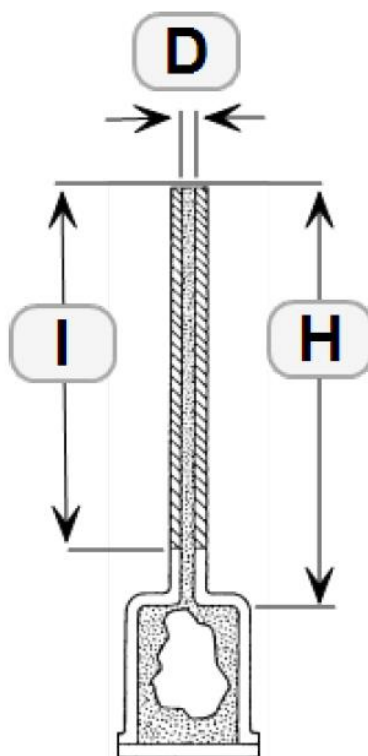


Рисунок 5.15 – Пенетрометр с образцом в сборе

Первый этап анализа происходил в камере низкого давления и начинался с вакуумирования системы с образцом породы. Конструкция блока низкого давления предусматривает практически горизонтальную установку пенетровметров (рисунок 5.16), которые герметизируются манжетами, смазанными вакуумной смазкой. Вся сборка вручную зажималась накидной гайкой. Выполнялась проверка электрических контактов по наличию сигнала индикатора. При испытании системы на герметичность устанавливалась минимальная скорость вакуумной откачки, что предотвращало унос образца из камеры.

По окончании вакуумирования пенетрометр автоматически заполнялся ртутью при ступенчатом повышении давления в системе до 0,35 МПа с автоматической регистрацией количества внедренной в образец ртути на каждой ступени. Определение количества внедренной ртути происходило с помощью замера изменения ее электрического сопротивления в капилляре пенетрометра.

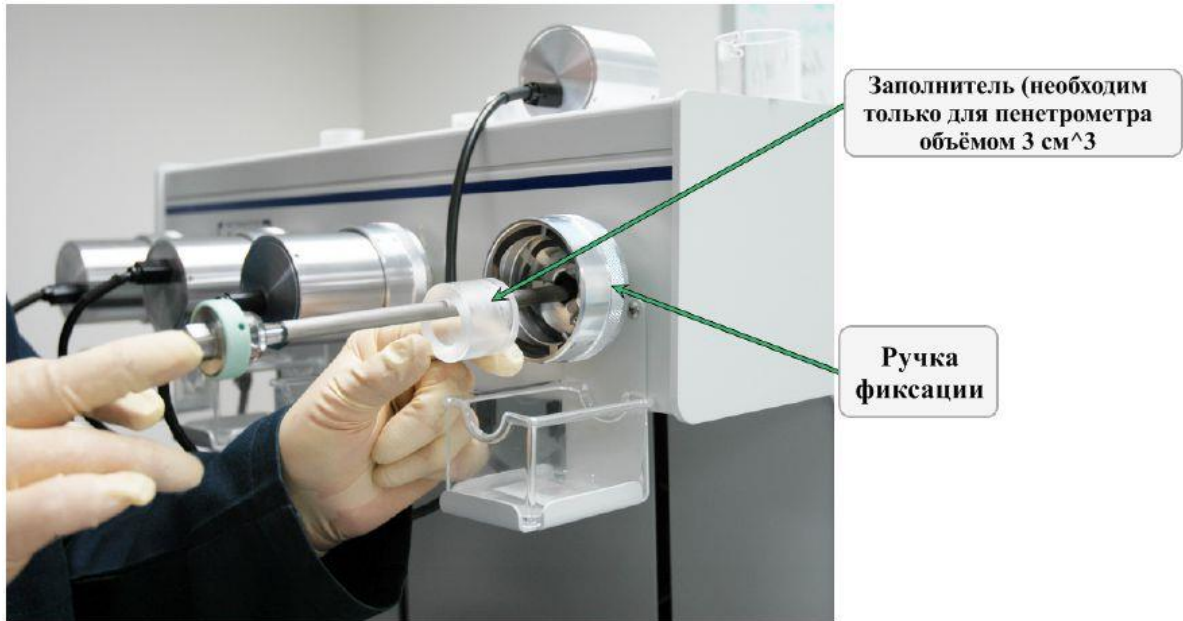


Рисунок 5.16 – Установка пенетрометра в блок низкого давления (сделано автором)

Пенетрометр вручную переносили из блока низкого давления и устанавливали вертикально в крышке камеры высокого давления калиброванным капилляром вверх (рисунок 5.17). Затем пенетрометр вместе с крышкой опускается в камеру. На крышке вручную открывается клапан сброса воздуха, через который он удаляется при ввинчивании крышки камеры. Полное удаление воздуха фиксируется по прекращению его выделения в виде пузырьков в пластмассовой камере на клапан сброса воздуха. Это свидетельствует о полном заполнении камеры высокого давления гидравлической жидкостью. Клапан сброса воздуха закрывается, и после проверки электрических контактов проводятся измерения в заданном автоматическом режиме до заданного давления.



Рисунок 5.17 – Установка пенетromетра в блок высокого давления (сделано автором)

Исследование в условиях высокого давления включало в себя определение количества внедренной в образец ртути при высоких давлениях, вплоть до 410 МПа. Программа AutoPore IV пересчитывает измеренное сопротивление пенетromетра в данные, соответствующие объему ртути, внедренному в поры образца. Поскольку ртуть обладает высоким коэффициентом поверхностного натяжения и не смачивает большинство материалов, по экспериментальной кривой капиллярного давления были рассчитаны размеры эквивалентных (гидравлических) поровых каналов. Схема системы высокого давления приведена на рисунке 5.18.

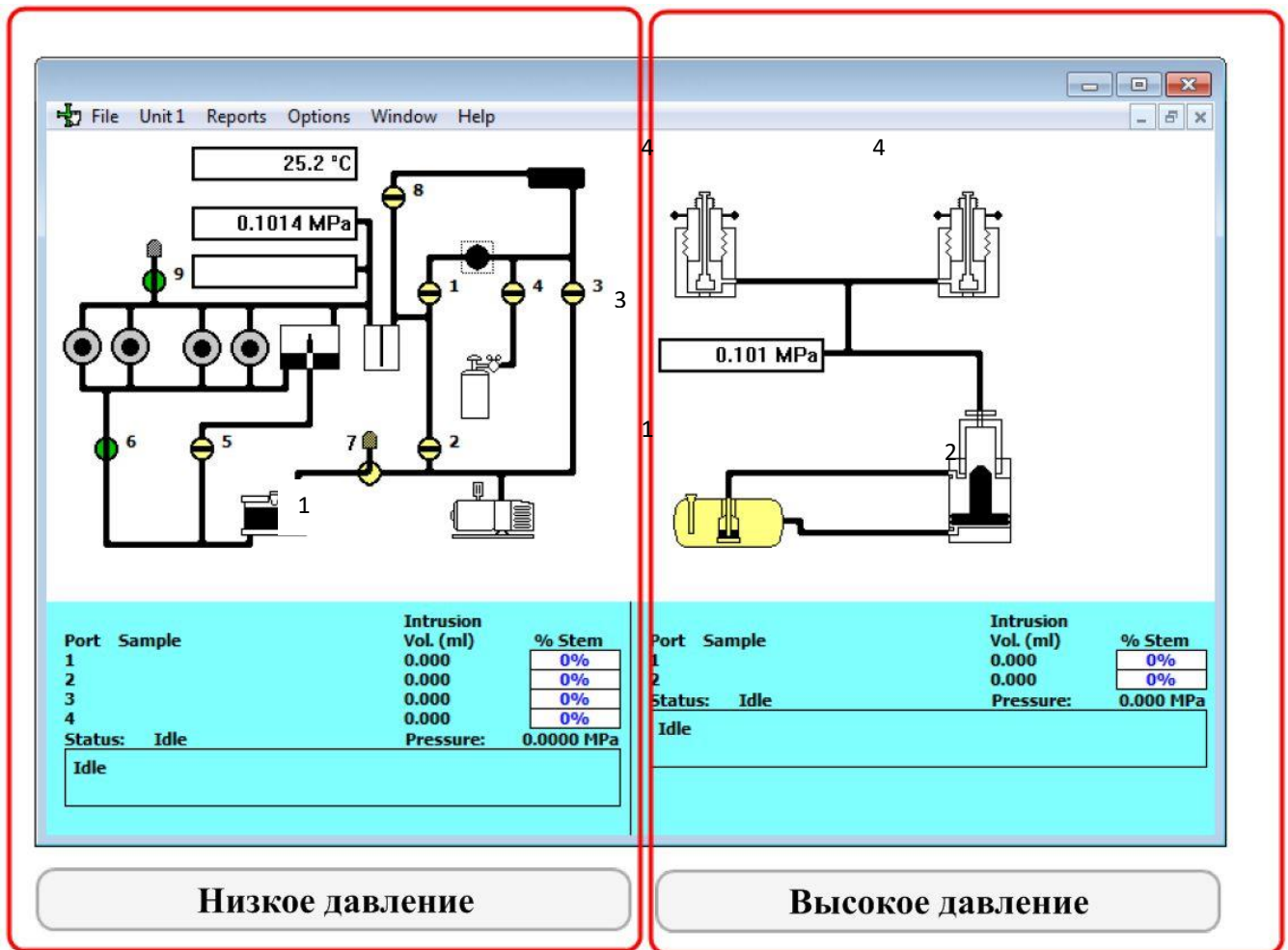


Рисунок 5.18 – Гидравлическая схема систем низкого высокого давления

Основным устройством создания высокого давления является гидравлический насос (1), максимальное давление которого регулируется предохранительным клапаном и равно 19 МПа. Требуемое давление (до максимальной величины 410 МПа) создается гидроусилителем (2) с двойным поршнем, присоединенным к гидравлическому прессу. Изменение высокого давления в системе производится с помощью одного датчика (3). Сигнал с датчика проходит через электронные схемы и дает два выходных сигнала давления. В верхней части схемы показаны две камеры высокого давления (4).

5.3.3 Коллекция образцов

На исследования была отобрана коллекция из 11 образцов представительно отражающих свойства 3 литотипов по ЕКО и прошедших комплекс петрофизических и геохимических исследований.

Состав коллекции приведен в таблице 5.12.

Таблица 5.12 – Коллекция образцов

№ п/п	Глубина до привязки, м	SiO ₂ , %	ПШ, %	C _{Ca,Mg} , %	Удельн. поверх., S _{уд} , м ² /Г	Сгл, %	ТОС, %	Группа обр-в с преобладанием катиона в ЕКО
1	4339,72	48,5	26,7	22,7	2,1	2,1	0,39	I
2	4352,08	38,4	40,4	0	6,9	21,2	0,82	III
3	4357,36	40,4	48,3	3,8	2,4	7,5	0,68	I
4	4359,13	43,9	47,3	0	1,9	8,9	0,53	II
5	4359,96	25,6	29,9	0	11,9	44,5	1,11	III
6	4365,32	46,2	48,8	0,8	1,6	4,2	0,49	II
7	4369,45	42,5	36,3	0	2,4	21,2	0,57	II
8	4385,39	33,7	30,6	22,9	2,2	12,7	0,30	I
9	4396,24	53,0	36,7	0	2,1	10,3	0,45	I
10	4398,50	32,8	56,2	1,4	2,3	17,2	0,43	II
11	4399,30	29,0	41,9	0	11,0	37,0	1,00	III

5.3.4 Результаты измерений

На выбранной коллекции из 11 образцов, разделённой на 3 группы по литотипам, были исследованы капиллярные характеристики методом ртутной порометрии, сводные результаты представлены в таблице 5.13

Таблица 5.13 – Сводные результаты исследования капиллярных характеристик методом ртутной порометрии

Группа по ЕКО	$D_p(Me, V)$, мкм	$D_p(Me, S_{уд})$, мкм	$\langle D_p \rangle$, мкм	$S_{уд}(Hg)$, м ² /г	$\delta p(Hg)$, г/см ³	$\delta_{к.м.п.}(Hg)$, г/см ³	$K_{по}(Hg)$, д.ед.	$K_{пр}(Hg)$, 10 ⁻³ мкм ²
I	0,0327	0,0123	0,0249	1,8460	2,6858	2,9907	0,0299	4,9506
III	0,0240	0,0105	0,0178	5,6300	2,6001	6,1201	0,0612	2,7388
III	0,0965	0,0248	0,0472	4,1430	4,2262	17,1313	0,1713	1,2876
II	0,1942	0,0240	0,0598	3,7120	2,6797	12,9479	0,1295	10,0013
III	0,0096	0,0056	0,0091	7,9540	2,6522	4,5603	0,0456	0,7184
II	0,1907	0,0280	0,0723	3,3080	2,6468	13,6702	0,1367	1,4149
II	0,1308	0,0161	0,0423	4,5100	2,4951	10,6381	0,1064	1,0991
I	0,0200	0,0076	0,0153	1,3420	2,7194	1,3760	0,0138	1,9672
I	0,2111	0,0249	0,0661	3,3700	2,6465	12,8470	0,1285	7,1805
II	0,1025	0,0284	0,0526	3,8240	2,5503	11,3684	0,1137	4,3440
III	130,1617	0,0045	0,0284	2,5130	2,5712	4,3889	0,0439	0,5062

5.3.5 Сопоставление результатов ртутной порометрии с результатами других исследований

Совместный анализ результатов петрофизических и геохимических исследований позволил выявить ряд взаимосвязей, которые представлены на рисунках 5.19 - 5.23.

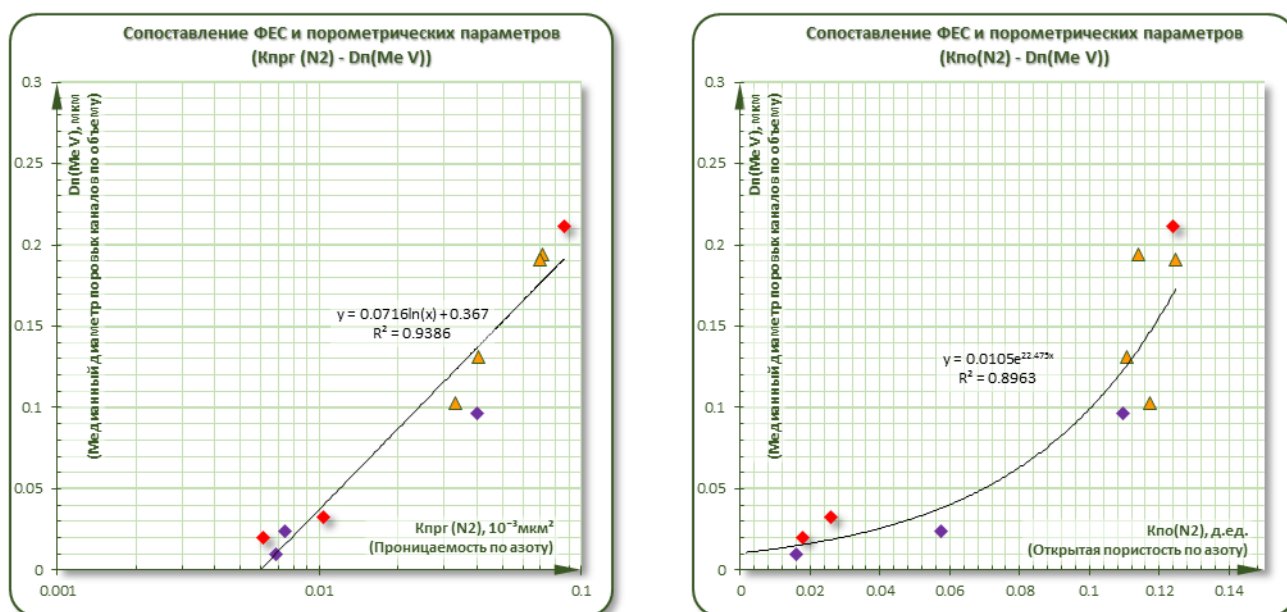


Рисунок 5.19 – Взаимосвязи медианного (по объему) диаметра поровых каналов и ФЕС (сделано автором)

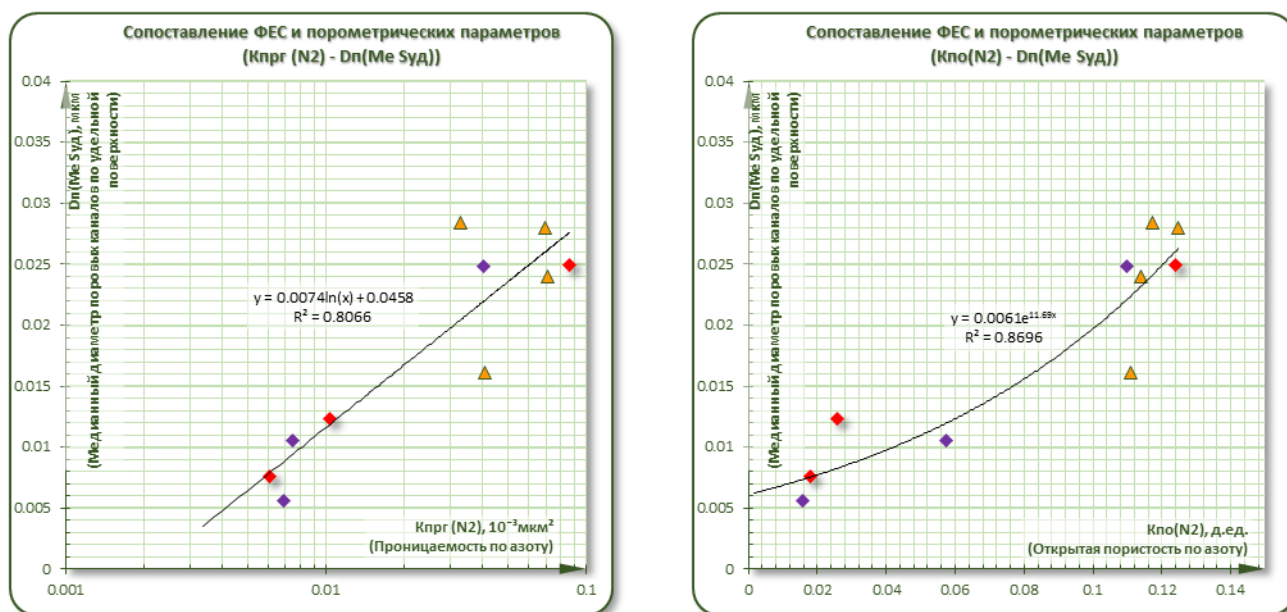


Рисунок 5.20 – Взаимосвязи медианного (по площади поверхности) диаметра поровых каналов и ФЕС (сделано автором)

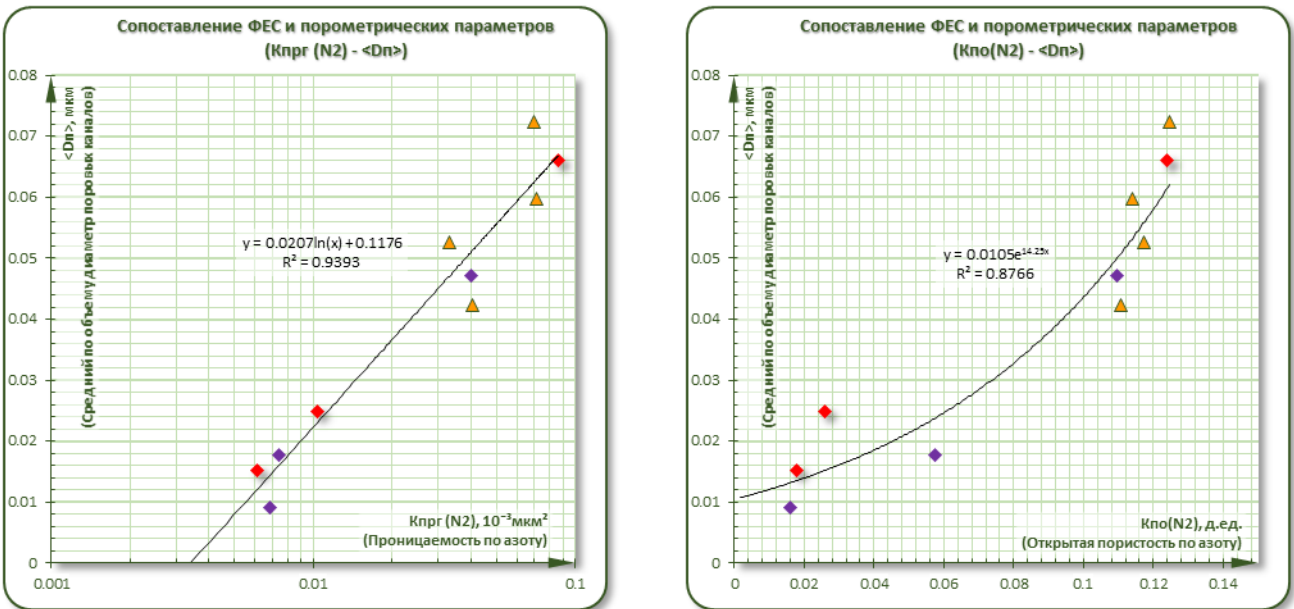


Рисунок 5.21 – Взаимосвязи среднего (по объему) диаметра поровых каналов и ФЕС (сделано автором)

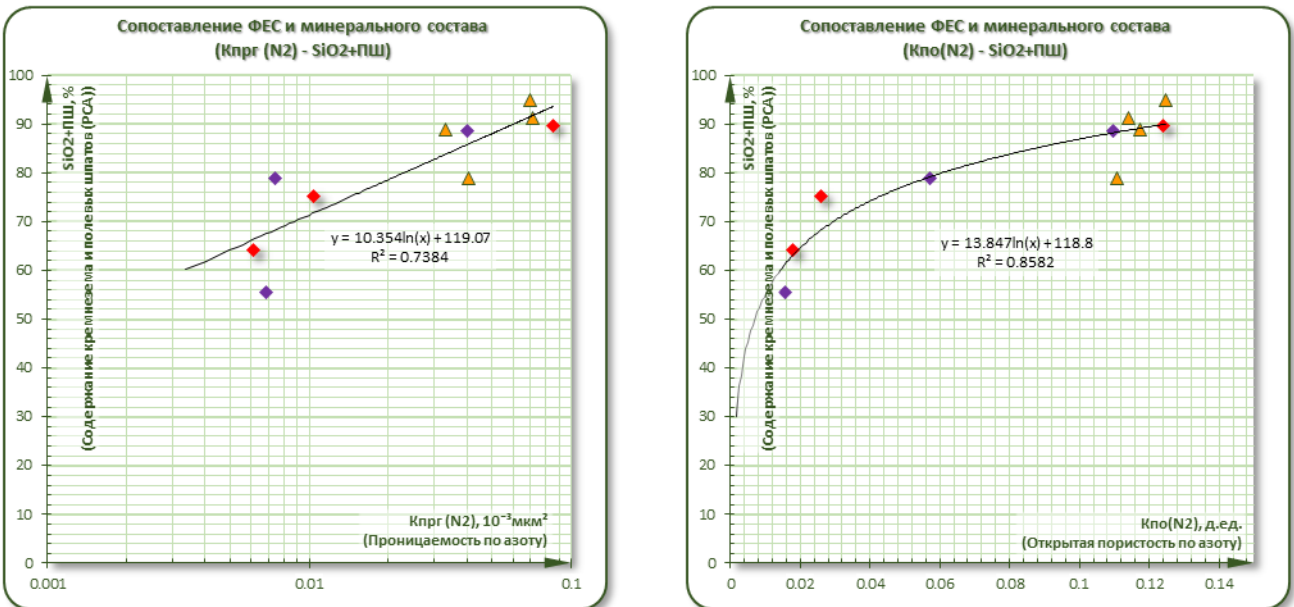


Рисунок 5.22 – Взаимосвязи доли кремнезема и полевых шпатов с ФЕС (сделано автором)

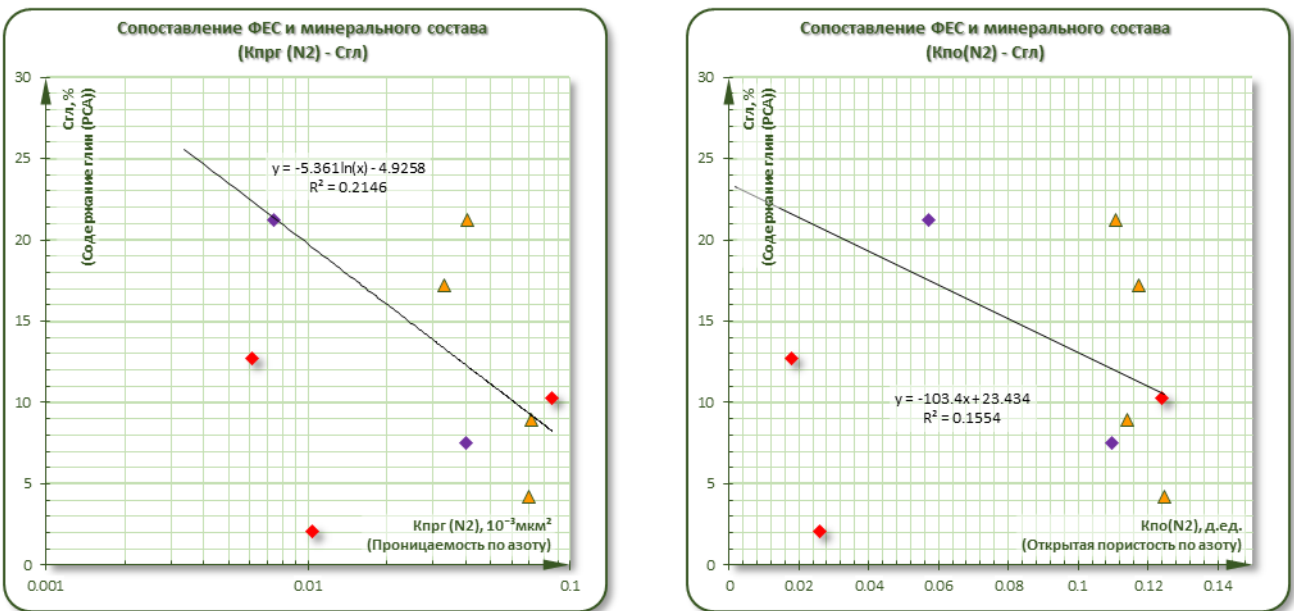


Рисунок 5.23 – Взаимосвязи доли глин и ФЕС (сделано автором)

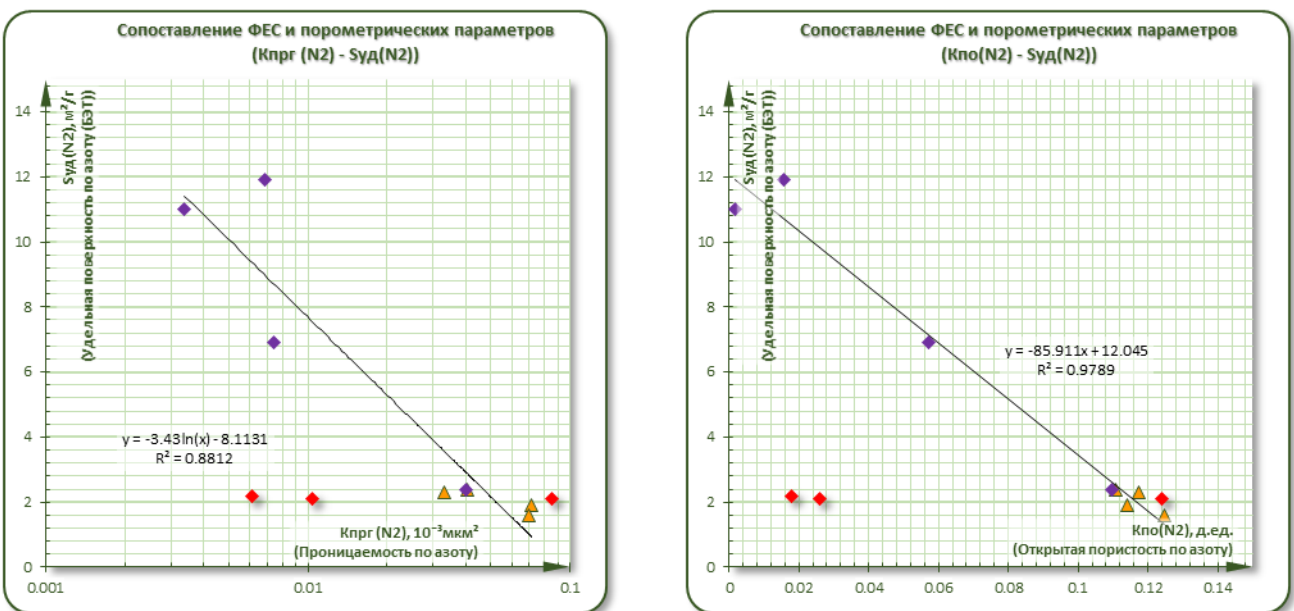
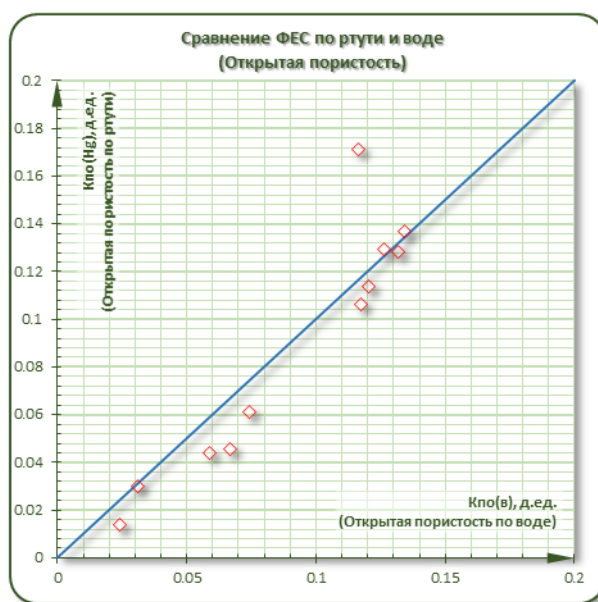
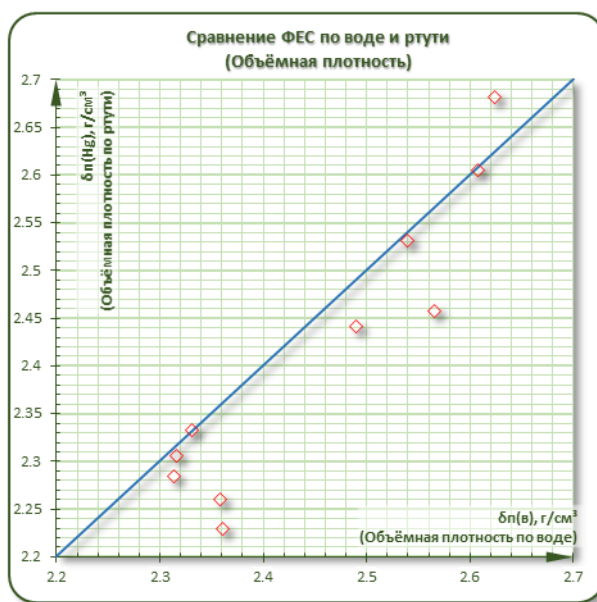


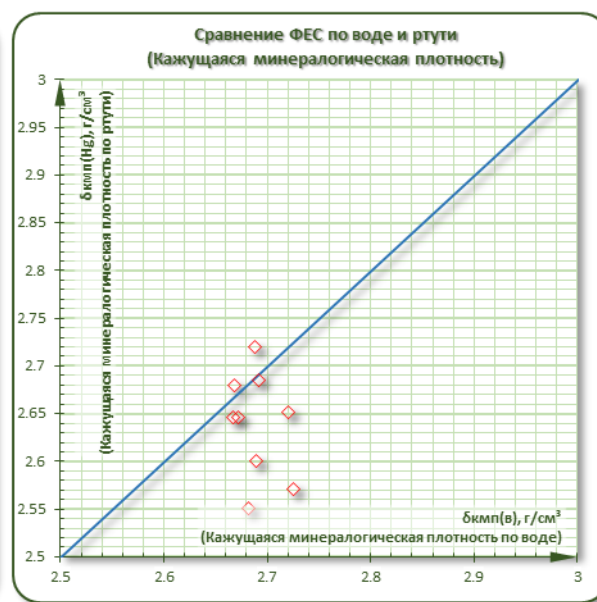
Рисунок 5.24 – Сопоставление удельной поверхности и пористости по азоту (сделано автором)



а)



б)



в)

Рисунок 5.25 – Сопоставление ФЕС определенных по воде и ртути: а) открытой пористости; б) объёмной плотности; в) кажущейся минералогической плотности (сделано автором)

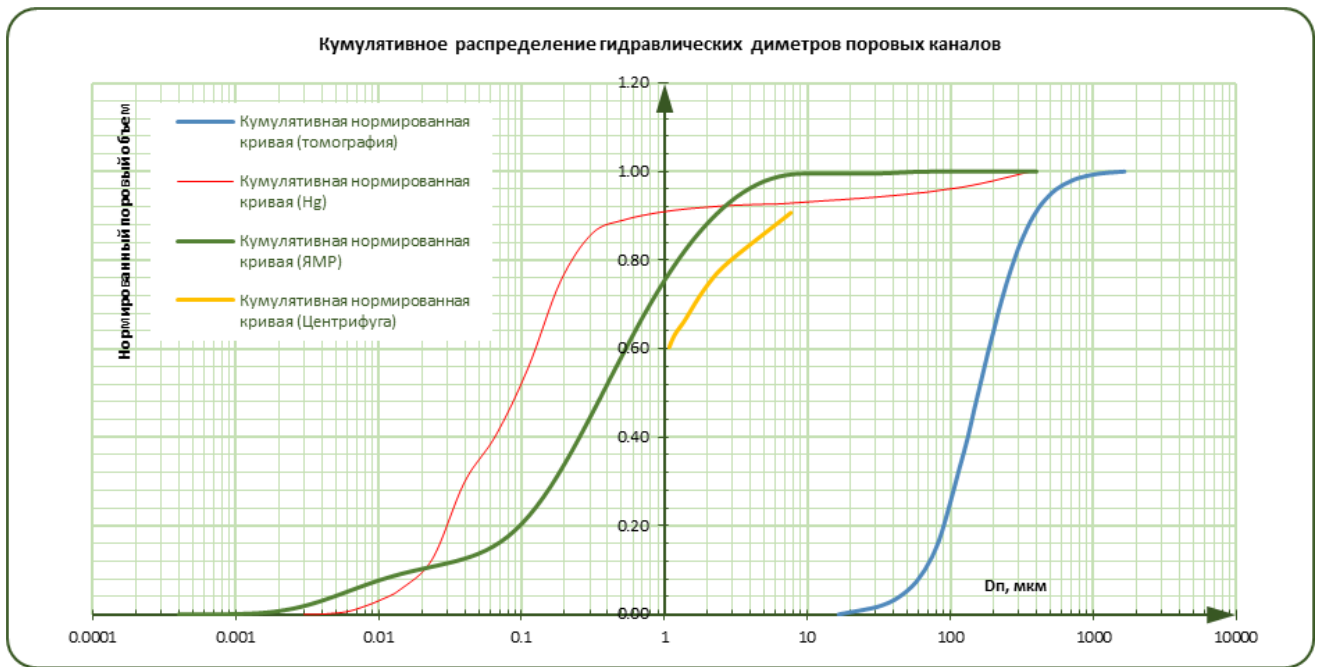


Рисунок 5.26 – Сопоставление распределений диаметров поровых каналов, полученных по результатам ртутной порометрии и других методов (сделано автором)

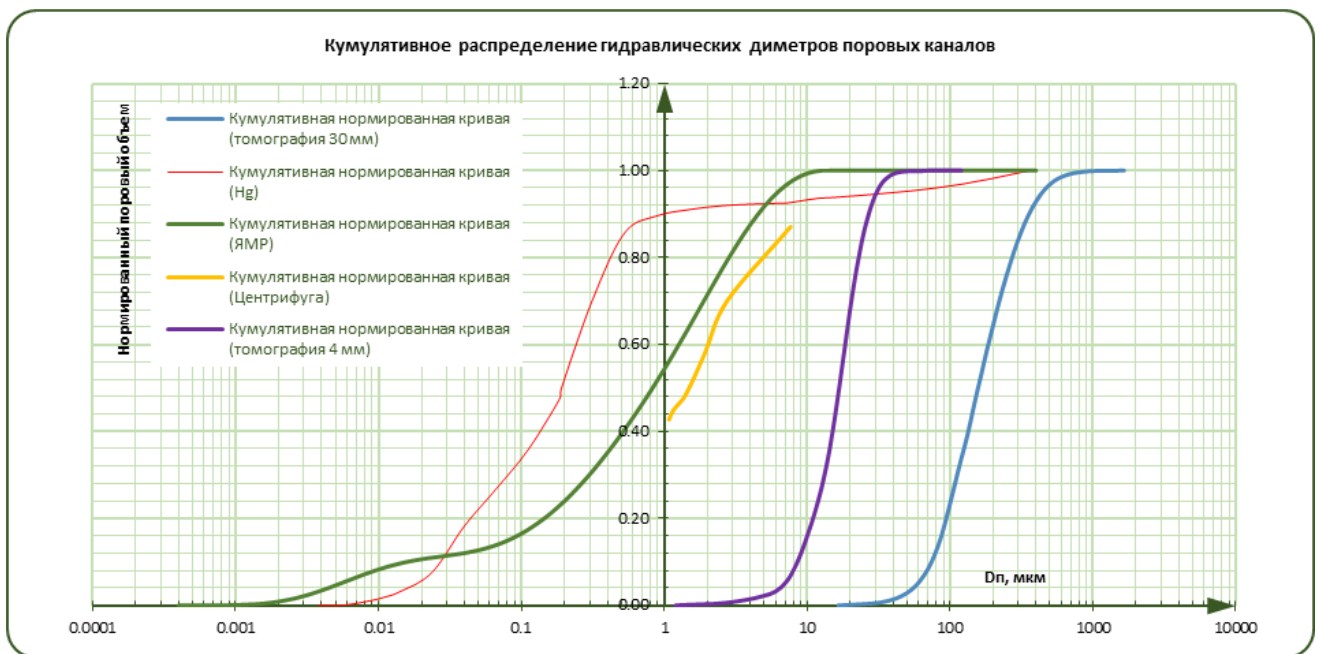


Рисунок 5.27 – Сопоставление распределений диаметров поровых каналов полученных по результатам ртутной порометрии и других методов (сделано автором)

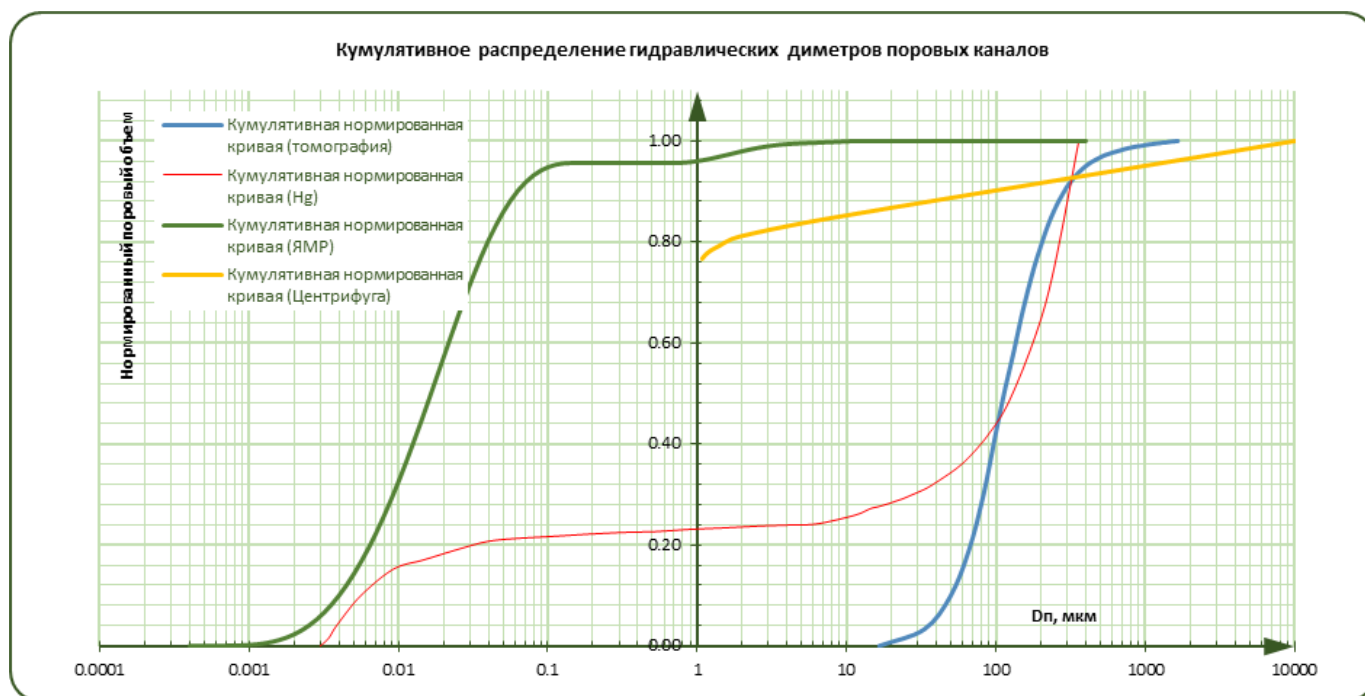


Рисунок 5.28 – Сопоставление распределений диаметров поровых каналов, полученных по результатам ртутной порометрии и других методов (сделано автором)

5.3.6 Выводы по результатам исследований

1. Анализ распределений размеров поровых каналов показывает, что для подавляющее большинство поровых каналов в изученных образцах имеют гидравлический радиус менее 0.3 мкм. Капиллярное давление в таких каналах в системе вода –воздух равняется 0,48 МПа и более. Это подтверждается результатами центрифугирования 2 партии образцов. Согласно традиционным представлениям, вода, заполняющая такие поры является капиллярно-удерживаемой, т.е. остаточной и неподвижной. Однако механизм капиллярного удерживания работает только в случае наличия в капилляре раздела фаз. В случае заполнения такого капилляра одной фазой, эта фаза становится подвижной. В ситуации с ачимовскими отложениями, когда водонасыщенность порового пространства достигает 80 % и более, целые системы поровых каналов оказываются заполненными водой на 100 %, что позволяет им фильтровать воду при наличии соответствующего градиента давления. Данное

предположение нуждается в дополнительном изучении и путем проведения фильтрационных экспериментов.

2. Сопоставление средних диаметров поровых каналов, определенных по ртутной порометрии с фильтрационно-емкостными свойствами, демонстрирует хорошие корреляции, что соответствует физическим представлениям о гранулярных коллекторах. Особо следует отметить довольно тесную связь среднего (по объему) диаметра с проницаемостью, что соответствует большинству петрофизических моделей проницаемости (Козени-Кармана, Тимура-Коатеса и т.д.).

3. Менее тесная связь прослеживается с удельной поверхностью, определенной методом БЭТ по азоту. Данная связь прослеживается только для литотипов II-III группы.

4. Также необходимо отметить, что с пористостью более тесно коррелирует удельная поверхность, а с проницаемостью – средний диаметр порового канала. Такая особенность, на наш взгляд, обусловлена тем, что диаметры поровых каналов выполняют роль «бутылочных горлышек», которые определяют пропускную способность пористой среды. При этом местные расширения поровых каналов оказывают незначительное влияние на общую пропускную способность. Вместе с тем, в гранулярном отсортированном коллекторе, снижение пористости, как правило, обусловлено увеличением глубины осадконакопления, что неизбежно ведет к росту глинистой компоненты и, как следствие - увеличению удельной поверхности.

5. Из минералогических факторов наиболее сильное влияние на фильтрационно-емкостные свойства оказывает суммарное содержание кремнезема и полевых шпатов. Основной причиной этого, по нашему мнению, является прибрежная сортировка обломочного материала, имевшая место при осадконакоплении. Вследствие этого увеличение доли кварца и полевых шпатов ведет к снижению доли глинистой компоненты, что в итоге ведет к росту проницаемости и пористости.

6. Связь ФЕС с глинистостью обратно пропорциональная, но менее тесная, чем с кварц-полевошпатовой компонентой. Это связано со сложностью количественного

определения доли глинистых минералов дифракционным способом из-за сложного строения кристаллической решетки. В отличие от глин, кварц и полевые шпаты имеют более простое и упорядоченное строение, что позволяет определить их содержание более точно.

7. Сопоставление распределений диаметров пор, полученных по ртутной порометрии и другим методам не выявляет удовлетворительных корреляций ни с одним из методов. Кроме того, между самими методами также наблюдается существенные различия, что говорит о необходимости дальнейшей методической работы по обеспечению единства измерений разных порометрических методов.

8. Сопоставление производных (расчётных) характеристик (открытая пористость, объёмная плотность, минералогическая плотность) полученных по результатам ртутной порометрии и жидкостенасыщению также демонстрирует недостаточно четкие корреляции. Есть 2 причины: выполнение измерений на разных образцах (разной формы, разного объёма, отобранных из соседних мест); недостаточная точность определения объема образца в ртутном порозиметре. Последнее подтверждается появлением артефактов заполнения в диапазоне 10-100 мкм (рисунок 5.19 - 5.28) и плохой корреляцией кажущейся минералогической плотности с методом жидкостенасыщения.

5.4 ИССЛЕДОВАНИЕ КАПИЛЛЯРНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК МЕТОДОМ ЦЕНТРИФУГИРОВАНИЯ

5.4.1 Общие сведения об анализе

Данные о насыщении горных пород, при различных капиллярных давлениях, являются полезной геологической информацией, используемой при изучении и проектировании разработки залежей углеводородов. Для получения данной информации выполняются лабораторные эксперименты, в ходе которых в образцах

горных пород создается капиллярное давление, после чего измеряется их насыщенность. В данном случае для создания капиллярных давлений использовался метод центрифугирования.

Центробежная сила, возникающая при вращении насыщенного образца горной породы, заставляет более тяжелые флюиды удаляться от оси вращения, освобождая поровое пространство для более легких. В процессе центрифужного замещения флюидов высота напорного столба более тяжелого флюида уменьшается, а высота напорного столба более легкого флюида увеличивается, что снижает центробежную силу. Процесс замещения флюидов продолжается до тех пор, пока центробежные силы не будут уравновешены капиллярным давлением. Капиллярное давление, в свою очередь, зависит от гидравлического радиуса порового канала, в котором остановилась граница раздела флюидов. Благодаря разности плотностей смачивающих и несмачивающих флюидов, данный эффект используется для изучения капиллярных характеристик горных пород.

Метод центрифугирования является косвенным, поскольку при центрифугировании в образце породы одновременно в разных точках создается широкий диапазон капиллярных давлений, из которого выбирается кажущееся (условно среднее) капиллярное давление, которое принимается как советующее текущей частоте вращения. Для определения кажущегося капиллярного давления существует ряд функций, предложенных различными авторами. Большинство функций получены эмпирическим путем в ходе сравнения результатов центрифугирования образцов горных пород с результатами исследования тех же образцов методом полупроницаемой мембраны. В данной работе для расчета капиллярного давления использовалась формула, разработанная в АО «ВНИИНефть».

5.4.2 Коллекция образцов

Исследования выполнялись на 2 партиях образцов (по 6 шт. в каждой партии). Состав партий приведен в таблице 5.14. В виду того, что по программе, исследований часть образцов направлялась на исследования методом рентгеновской томографии, то эти образцы были насыщены раствором KI 100 г/л. Остальные были насыщены моделью пластовой воды МПВ Ач1.

Таблица 5.14 – Коллекция образцов

№ п.п.	№ партии	Кпо(в), д.ед.	Кпрг (N2), 10 ⁻³ мкм ²	Насыщающий флюид
1.	1	0,031	0,0104	Раствор KI 100г/л
2.	1	0,117	0,0402	Раствор KI 100г/л
3.	1	0,134	0,0699	Раствор KI 100г/л
4.	1	0,117	0,0408	МПВ Ач1
5.	1	0,132	0,0858	МПВ Ач1
6.	1	0,059	0,0034	Раствор KI 100г/л
7.	2	0,074	0,0074	МПВ Ач1
8.	2	0,126	0,0714	МПВ Ач1
9.	2	0,067	0,0069	МПВ Ач1
10.	2	0,089	0,0079	МПВ Ач1
11.	2	0,024	0,0061	МПВ Ач1
12.	2	0,120	0,0331	МПВ Ач1

5.4.3 Оборудование и материалы

Для выполнения исследований были задействованы материалы и оборудование, приведённые в таблице 5.15.

Таблица 5.15 – Основные приборы и материалы, используемые для эксперимента

№ п.п.	Фото, наименование	Основные характеристики	Значения
Средства измерений			
1.	 Весы аналитические	Модель	GH-202
		Производитель	AND
		Дискретность взвешивания, мг	0,1
		Класс точности	I
		Наибольший предел взвешивания, г	220
		Выполняемая функция	Взвешивание образцов
Испытательное оборудование			
2.	 Центрифуга	Модель	RC-4500
		Производитель	Vinci Technologies
		Выполняемая функция	Десатурация образцов
		Диапазон частот вращения, об/мин	0-4500
		Радиус вращения выходного торца образца, мм	215
Вспомогательное оборудование			
3.	 Стаканчик для взвешивания	Модель	СВ-35х70
		Производитель	Химлаборприбор
		Выполняемая функция	Замедление высыхания образца, сохранение массы образца во время взвешивания
Расходные материалы			
4.	 Смазка роторная	Марка	4051
		Производитель	Hettich Instruments
		Выполняемая функция	Обеспечение поворота кернадержателей в направлении ускорения

5.4.4 Программа эксперимента

Исследования выполнялись согласно КОСТ СТ 1005-2020 [4]. по программам, параметры которых представлены в таблице 5.16 - 5.19.

Изначально планировалось выполнить исследования всех образцов по одной программе. Однако, в результате особенностей (в частности подсыхания), выявленных при исследовании первой партии образцов, программа исследований была скорректирована. В связи с чем, методики исследований первой и второй партии различаются. Поэтому далее будут приведены отдельные программы и методики измерений для обеих партий.

Таблица 5.16 – Основные параметры эксперимента

Тип горных пород	Терригенные
Литологические типы пород	Песчаники - алевролиты
Тип эксперимента	Дренаж
Условия выполнения эксперимента	Стандартные
Смачивающий флюид	Модель пластовой воды МПВ Ач1, раствор КИ 100 г/л
Несмачивающий флюид	Воздух
Состояние исследуемых образцов	100 % насыщенные смачивающим флюидом

Таблица 5.17 – Используемое оборудование

Центрифуга	RC-4500
Ротор	4176 / 4174
Кернодержатели	Дренажные, для стандартных условий
Весы	GH-202

Формула расчета кажущегося капиллярного давления

$$P_{BC} = 1,09 \cdot 10^{-8} \Delta \rho n^2 \left(\frac{9rl + 2l^2}{36} \right), \quad (5.6)$$

где: P_{BC} – кажущееся капиллярное давление, 0,1 МПа.;

ρn - разность плотностей смачивающего и не смачивающего флюида, г/см³;

n – частота вращения ротора, об./мин;

r – радиус вращения образца (средний), см;

l – длина образца, см.

Таблица 5.18 –Последовательность создания капиллярных давлений для 1 партии

№ режима	Тип вытеснения	Частота вращения, об/мин	Время центрифугирования	Замер насыщенности	Тип режима, (сопутствующие измерения)
1	2	3	4	5	6
0	-	0	-	По массе, перед загрузкой в центрифугу	Основной (ЯМР, томография, УЭС)
1	Дренаж	300	До стабилизации	По видеокамере без остановки	Промежуточный
2	Дренаж	500	До стабилизации	По видеокамере без остановки	Промежуточный
3	Дренаж	700	До стабилизации	По видеокамере без остановки	Промежуточный
4	Дренаж	900	До стабилизации	По видеокамере без остановки	Промежуточный
5	Дренаж	1100	До стабилизации	По видеокамере без остановки	Промежуточный
6	Дренаж	1300	До стабилизации	По видеокамере без остановки	Промежуточный
7	Дренаж	1500	До стабилизации	По массе, с остановкой и извлечением	Основной (ЯМР, УЭС)
8	Дренаж	1700	До стабилизации	По видеокамере без остановки	Промежуточный

Продолжение таблицы 5.18

№ режима	Тип вытеснения	Частота вращения, об/мин	Время центрифугирования	Замер насыщенности	Тип режима, (сопутствующие измерения)
9	Дренаж	1900	До стабилизации	По видеокамере без остановки	Промежуточный
10	Дренаж	2200	До стабилизации	По видеокамере без остановки	Промежуточный
11	Дренаж	2500	До стабилизации	По массе, с остановкой и извлечением	Основной (ЯМР, томография, УЭС)
12	Дренаж	3000	До стабилизации	По массе, с остановкой и извлечением	Основной (ЯМР, томография, УЭС)
13	Дренаж	3500	До стабилизации	По массе, с остановкой и извлечением	Основной (ЯМР, томография, УЭС)
14	Дренаж	4000	До стабилизации	По массе, с остановкой и извлечением	Основной (ЯМР, томография, УЭС)
15	Дренаж	4500	До стабилизации	По массе, с остановкой и извлечением	Основной (ЯМР, томография, УЭС)

Таблица 5.19 – Последовательность создания капиллярных давлений для 2 партии образцов

№ режима	Тип вытеснения	Частота вращения, об/мин.	Время центрифугирования.	Замер насыщенности	Тип режима, (сопутствующие измерения)
1	2	3	4	5	6
0	-	0	-	По массе, перед загрузкой в центрифугу	Основной (ЯМР, УЭС)
1	Дренаж	300	1 ч	По фотокамере с остановкой без извлечения	Промежуточный
2	Дренаж	500	1 ч	По фотокамере с остановкой без извлечения	Промежуточный

Продолжение таблицы 5.19

3	Дренаж	900	1 ч	По фотокамере с остановкой без извлечения	Промежуточный
4	Дренаж	1100	1 ч	По фотокамере с остановкой без извлечения	Промежуточный
5	Дренаж	1300	1 ч	По фотокамере с остановкой без извлечения	Промежуточный
6	Дренаж	1500	1 ч	По фотокамере с остановкой без извлечения	Промежуточный
7	Дренаж	1700	1 ч	По фотокамере с остановкой без извлечения	Промежуточный
8	Дренаж	1900	1 ч	По фотокамере с остановкой без извлечения	Промежуточный
9	Дренаж	2200	1 ч	По фотокамере с остановкой без извлечения	Промежуточный
10	Дренаж	2500	1 ч	По фотокамере с остановкой без извлечения	Промежуточный
11	Дренаж	3000	1 ч	По фотокамере с остановкой без извлечения	Промежуточный
12	Дренаж	3500	1 ч	По фотокамере с остановкой без извлечения	Промежуточный
13	Дренаж	4000	1 ч	По фотокамере с остановкой без извлечения	Промежуточный
14	Дренаж	4500	1 ч	По массе, с остановкой и извлечением	Основной (ЯМР, УЭС)

Перед экспериментом в каждую пробирку кернодержателя заливали начальный объем насыщающей жидкости и производилась сборка кернодержателей без

образцов. В каждую пробирку помещался плавающий маркер. Который представляет собой контрастный пластиковый диск и позволяет четко отбивать границу сред по видео камере.

Кернодержатели устанавливались в центрифугу и выполнялось центрифугирование на режиме №1 с фиксацией положения маркеров по видеокамере (для отбивки начального уровня насыщающей жидкости в приемных пробирках).

Насыщенные образцы, погруженными в насыщающую жидкость (M_2), взвешивали на аналитических весах.

Образцы извлекали из насыщающей жидкости, и обкатывали на фильтровальной бумаге, смоченной в насыщающей жидкости, и сразу же взвешивали на аналитических весах в воздухе (M_3).

Устанавливали насыщенные образцы в кернодержатели.

Уравновешивали кернодержатели, согласно руководству по эксплуатации центрифуги, чтобы массы кернодержателей с образцами различались не больше, чем на массу дисбаланса, допускаемую конструкцией центрифуги.

Устанавливали кернодержатели с образцами в центрифугу и выполняли центрифугирование с согласно программе эксперимента.

В процессе центрифугирования велась фиксация положения маркеров в приемных пробирках с помощью видеокамеры со стробоскопическим устройством.

В конце каждого режима фиксировался уровень жидкости в приемных пробирках.

Согласно программе эксперимента, было предусмотрено 2 вида режимов центрифугирования: основные и промежуточные. По окончании каждого основного режима образцы извлекались из кернодержателей, и сразу же помещались в стаканчики для взвешивания (бюксы). После взвешивания на аналитических весах образцы направлялись на сопутствующие исследования (ЯМР, Томография, УЭС). Кроме того, на ряде режимов (1,3,5,6) были сделаны дополнительные взвешивания образцов до и после сопутствующих исследований.

По окончании промежуточного режима выполнялась фиксация конечного положения маркера и производился переход на следующий режим без остановки ротора.

Если при извлечении образца обнаруживались отколовшиеся частички, то их извлекали из кернодержателя и взвешивали на весах вместе с образцом. При этом в журнале делалась соответствующая отметка.

По результатам взвешивания вычисляли водосыщенность каждого образца согласно формуле:

$$S_w = \frac{M_4 - M_3}{M_1 - M_3}, \quad (5.7)$$

где S_w – водонасыщенность образца водой, %.

M_4 – текущая масса образца, г;

M_3 – масса образца, полностью насыщенного водой, г;

M_1 – масса сухого образца г.

Параметр M_1 был определен ранее в процессе насыщения.

На промежуточных режимах центрифугирования (выполненных без остановки центрифуги и взвешивания образца) насыщенность вычислялась по снимкам видеокамеры со стробоскопическим устройством. Вычисление насыщения образца выполнялось по формуле:

$$S_w = S_{wn-1} - (X - X_{\text{деф}} - X_{n-1}) \cdot K_x \cdot \frac{\pi \cdot D_p^2}{4} \cdot \frac{1}{V_p} \quad (5.8)$$

где: S_w – насыщенность образца водой, на текущем режиме, д.ед;

S_{wn-1} – насыщенность образца на предыдущем основном режиме, д.ед;

X – координата маркера раздела флюидов на текущем режиме, пикс;

X_{n-1} – координата маркера раздела флюидов на предыдущем основном режиме, пикс;

$X_{\text{деф}}$ – поправка за деформацию пробирки для данного режима (установленная по результатам отдельного эксперимента), пикс.

K_x – пересчетный коэффициент (установлен по результатам отдельного эксперимента), мм/пикс.

D_p – внутренний диаметр пробирки, см.

V_p – объем пор образца, см².

Параметры $X_{\text{деф}}$ и K_x были определены ранее по результатам отдельного эксперимента.

Параметр V_p определен на стадии насыщения образца.

В целях обеспечения сопоставимости полученных результатов с результатами других лабораторий, работающих по ОСТ 39-204-86 [5], значение кажущегося капиллярного давления на каждом режиме центрифугирования вычисляли индивидуально по формуле ВНИИНЕФТЬ.

По результатам оперативного анализа результатов экспериментов на 1 партии были выявлены следующие особенности:

- В процессе выполнения сопутствующих исследований на основных режимах (ЯМР, Томография) наблюдается существенное изменение водонасыщенности в результате подсыхания образцов.
- При выполнении измерения УЭС возможно, как подсыхание (в следствие естественного испарения), так и увлажнение (от токопроводящих прокладок), которое наиболее сильно проявляется на образцах с низкой (5 % и менее) пористостью.
- Основной выход воды из образца происходит в первые 5-30 мин центрифугирования

В связи с этим методику было решено скорректировать. Основные изменения были направлены на снижения испарения воды из образца и заключались в следующем:

1. Сократить количество основных режимов до 2 (нулевой и последний).
2. Ограничить время центрифугирования до 1 ч для избежания испарения влаги и изменения водонасыщенности.

3. Образцы в кернадержателях накрыть пластиковыми гибкими колпачками (для уменьшения объема воздуха). Перед экспериментом в каждую пробирку кернадержателя заливали начальный объем насыщающей жидкости и производилась сборка кернадержателей без образцов. В каждую пробирку помещался плавающий маркер. Который представляет собой контрастный пластиковый диск и позволяет четко отбивать границу сред по видеокамере.

По окончании основного режима образцы извлекались из кернадержателей, и сразу же помещались в стаканчики для взвешивания (бюксы). После взвешивания на аналитических весах, образцы направлялись на сопутствующие исследования (ЯМР, УЭС). Кроме того, были сделаны дополнительные взвешивания образцов до и после сопутствующих исследований.

По результатам взвешивания вычисляли водосыщенность каждого образца согласно формуле

$$S_w = \frac{M_4 - M_3}{M_1 - M_3}, \quad (5.9)$$

где S_w – водонасыщенность образца водой, %.

M_4 – текущая масса образца, г;

M_3 – масса образца, полностью насыщенного водой, г;

M_1 – масса сухого образца г.

На промежуточных режимах центрифугирования насыщенность вычислялась по снимкам фотокамеры. С целью устранения масштабных искажений, координата положения маркера нормировалась на длину шкалы пробирки. Вычисление выполнялось по формуле:

$$S_w = S_{wn-1} - \frac{\frac{z}{h} - \frac{z_{n-1}}{h_{n-1}}}{\frac{z_{n+1}}{h_{n+1}} - \frac{z_{n-1}}{h_{n-1}}} \cdot (S_{wn-1} - S_{wn+1}) \quad (5.10)$$

где: S_w – насыщенность образца водой, на текущем режиме, д.ед;

S_{wn-1} – насыщенность образца на предыдущем основном режиме, д.ед;

S_{wn+1} – насыщенность образца на следующем основном режиме, д.ед;

z – координата маркера раздела флюидов на текущем снимке, пикс;

z_{n-1} – координата маркера раздела флюидов на снимке, сделанном после предыдущего основного режима, пикс;

z_{n+1} – координата маркера раздела флюидов на снимке, сделанном после следующего основного режима, пикс;

h – длина шкалы пробирки на текущем снимке, пикс;

h_{n-1} – длина шкалы пробирки на снимке, сделанном после предыдущего основного режима, пикс;

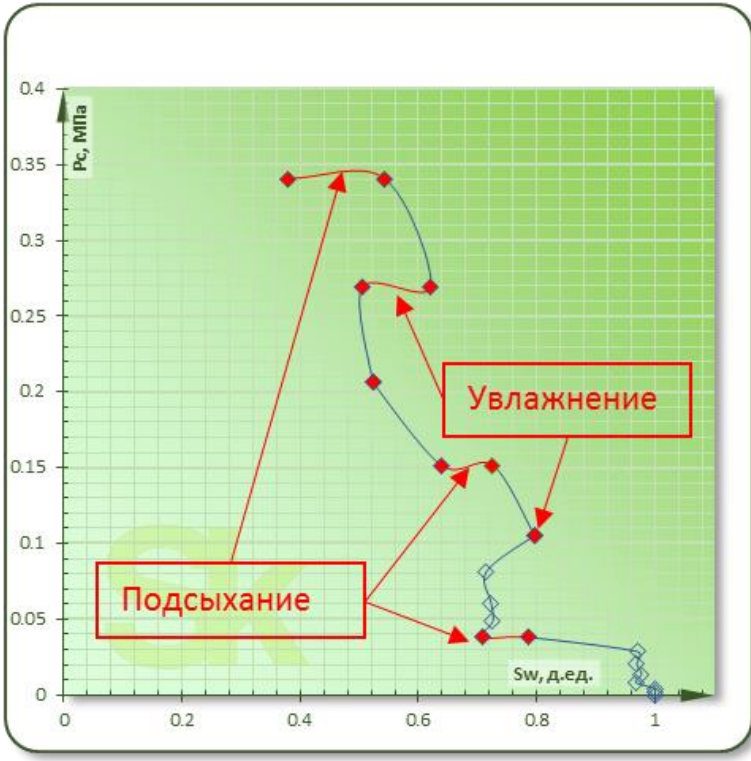
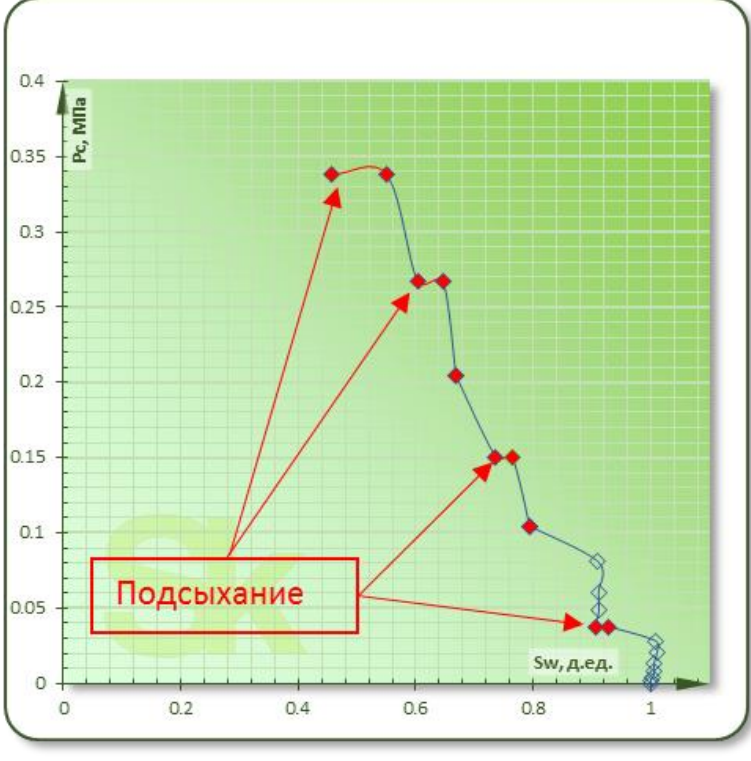
h_{n+1} – длина шкалы пробирки на снимке, сделанном после следующего основного режима, пикс.

В целях обеспечения сопоставимости полученных результатов с результатами других лабораторий, работающих по ОСТ 39-204-86 [13], значение кажущегося капиллярного давления на каждом режиме центрифугирования вычисляли индивидуально по формуле ВНИИНЕФТЬ, т.к. данная формула наиболее популярна в РФ.

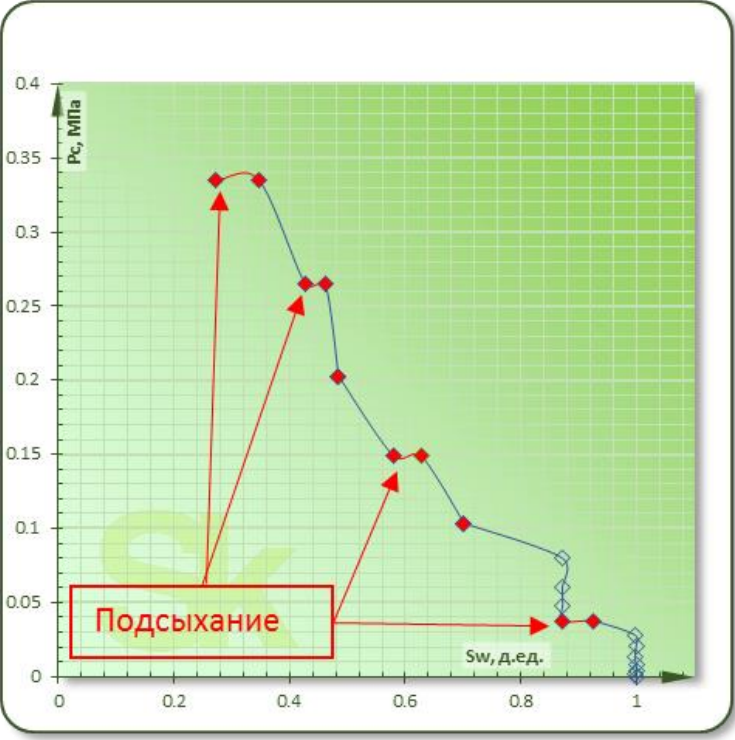
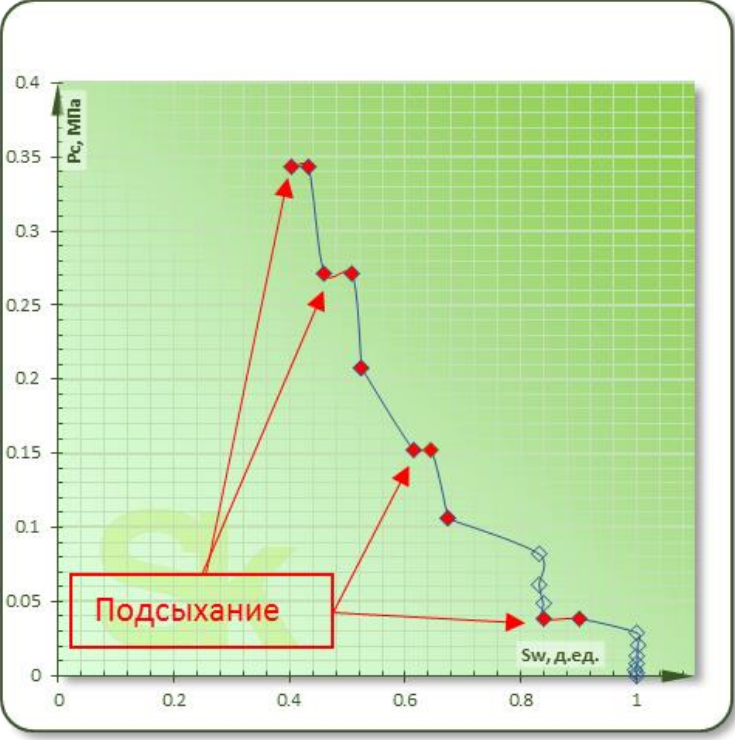
5.4.5 Результаты измерений

Результаты исследований приведены в таблицах 5.20 - 5.21 и на рисунках 5.29 - 5.30.

Таблица 5.20 – Результаты исследований капиллярных характеристик (1 партия)

ККД	Параметр	Значение
	Кпрг(N2), 10^{-3}мкм^2	0.0104
	Кпо(N2)/ Кпо(в)	0.836
	Кпрг(N2), 10^{-3}мкм^2	0.0402
	Кпо(N2)/ Кпо(в)	0.941

Продолжение таблицы 5.20

ККД	Параметр	Значение
	$K_{\text{прг}}(\text{N}_2)$, 10^{-3}мкм^2	0.0699
	$K_{\text{прг}}(\text{N}_2)$, 10^{-3}мкм^2	0.0408
	$K_{\text{по}}(\text{N}_2)/$ $K_{\text{по}}(\text{в})$	0.929
	$K_{\text{прг}}(\text{N}_2)$, 10^{-3}мкм^2	0.0408
	$K_{\text{по}}(\text{N}_2)/$ $K_{\text{по}}(\text{в})$	0.944

Продолжение таблицы 5.20

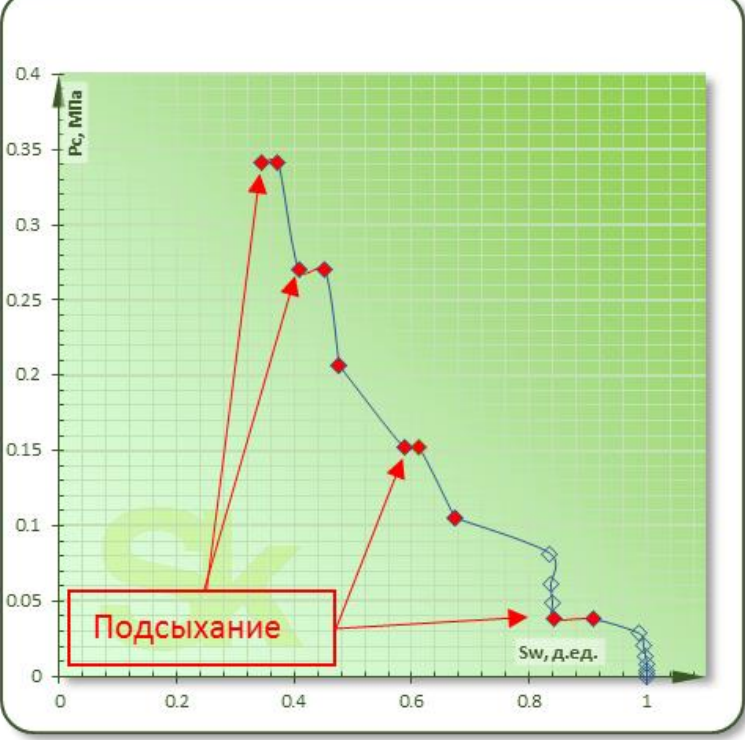
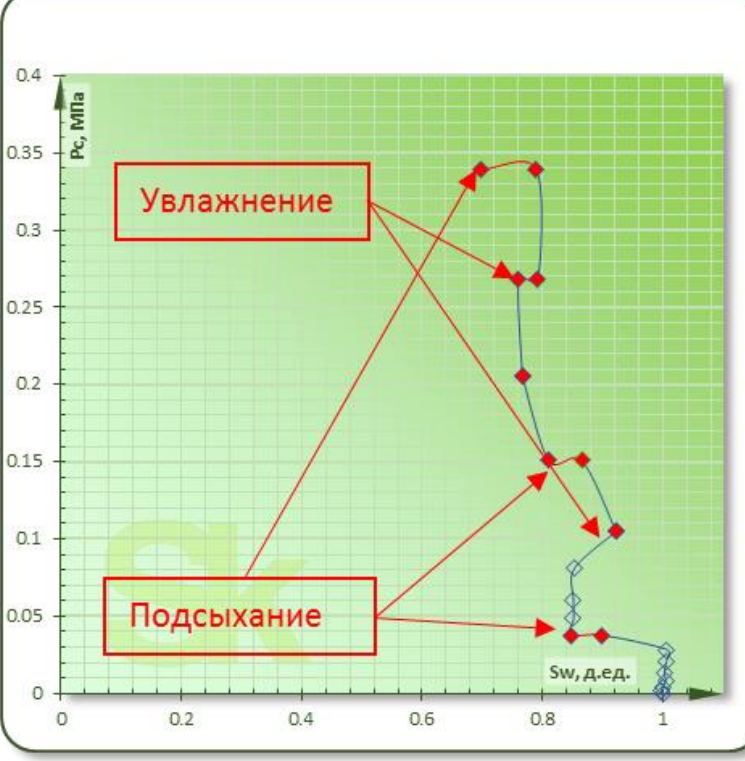
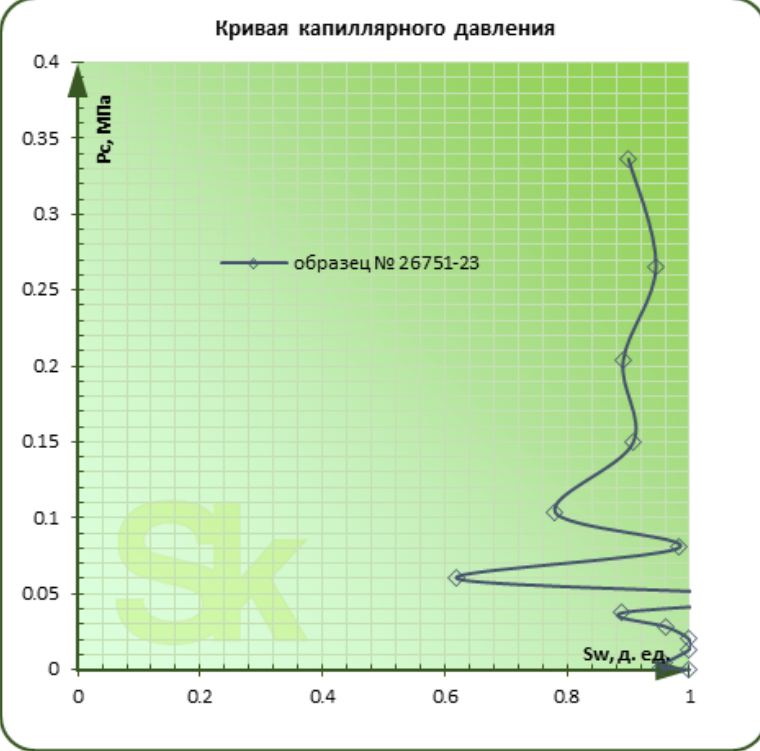
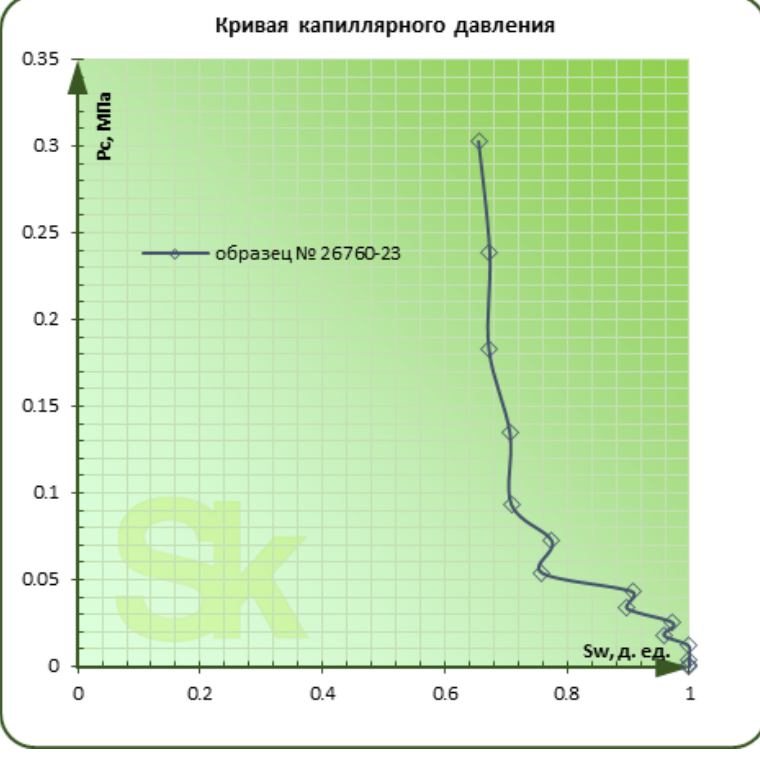
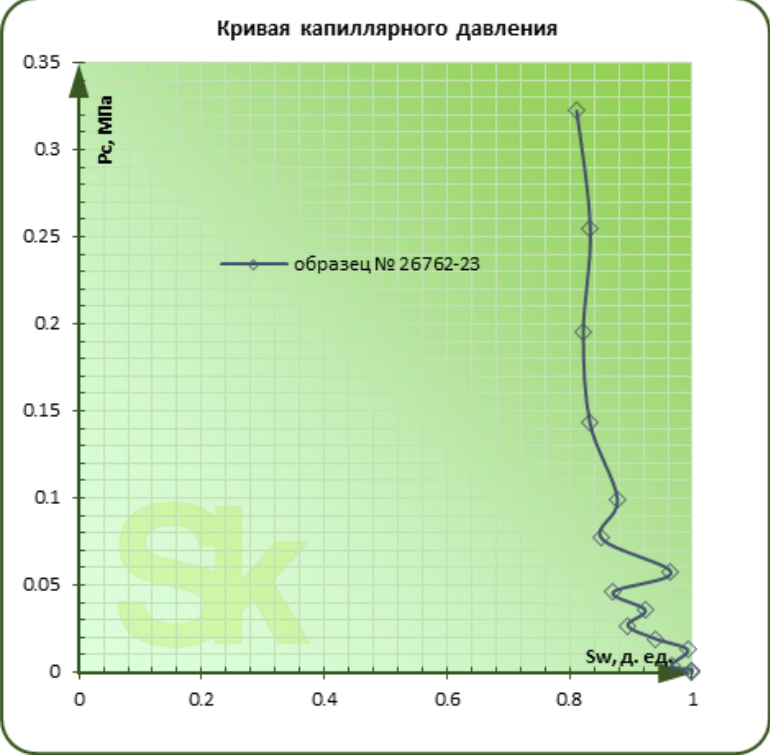
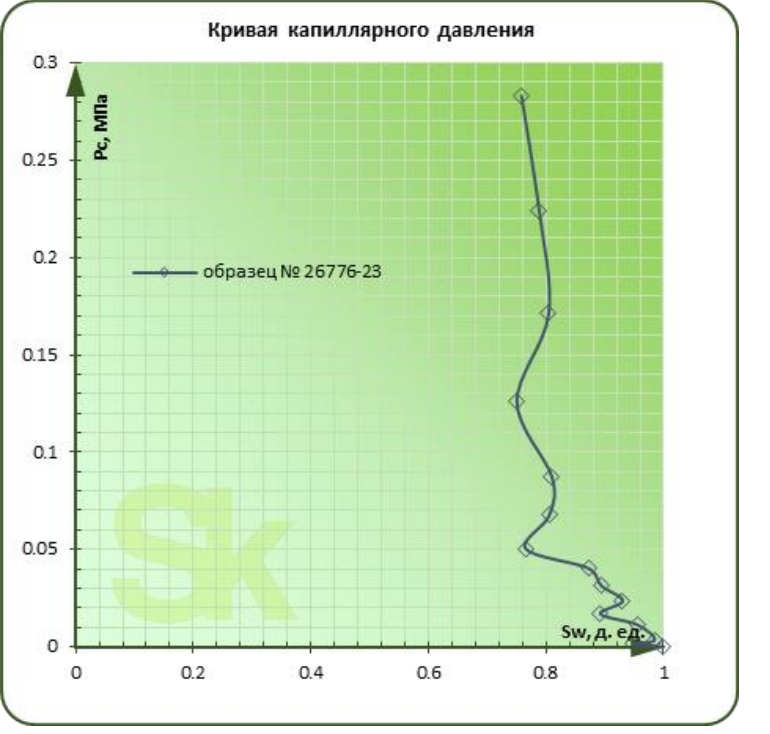
ККД	Параметр	Значение
	$K_{прг}(N_2)$, 10^{-3}мкм^2	0.0858
	$K_{по}(N_2)/$ $K_{по}(в)$	0.942
	$K_{прг}(N_2)$, 10^{-3}мкм^2	0.0034
	$K_{по}(N_2)/$ $K_{по}(в)$	0.028

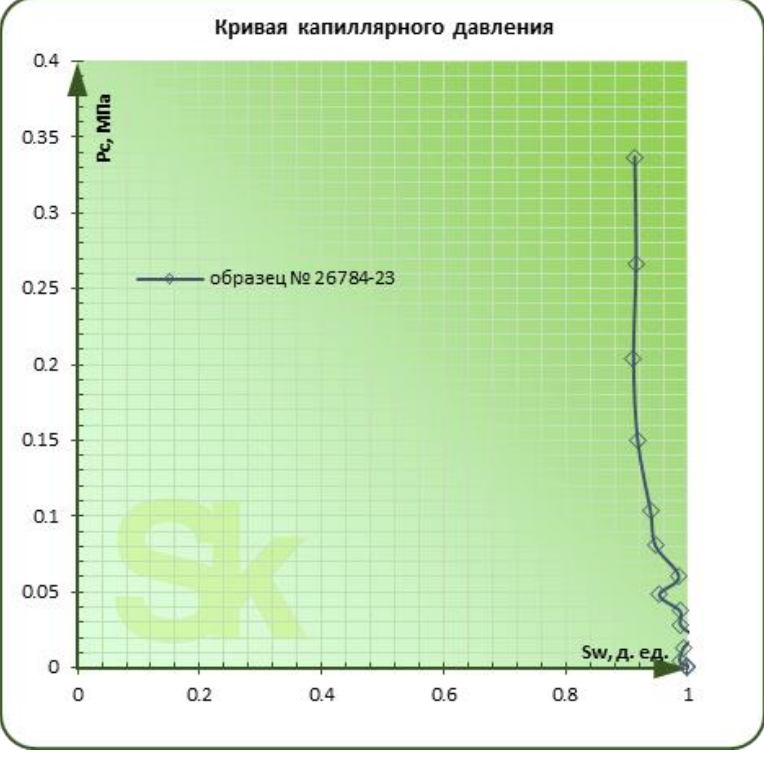
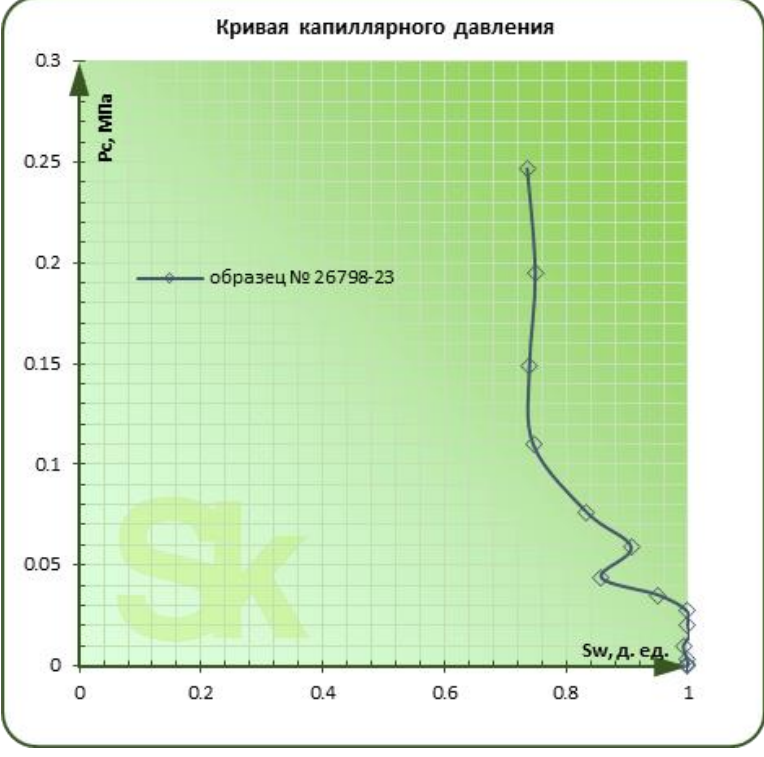
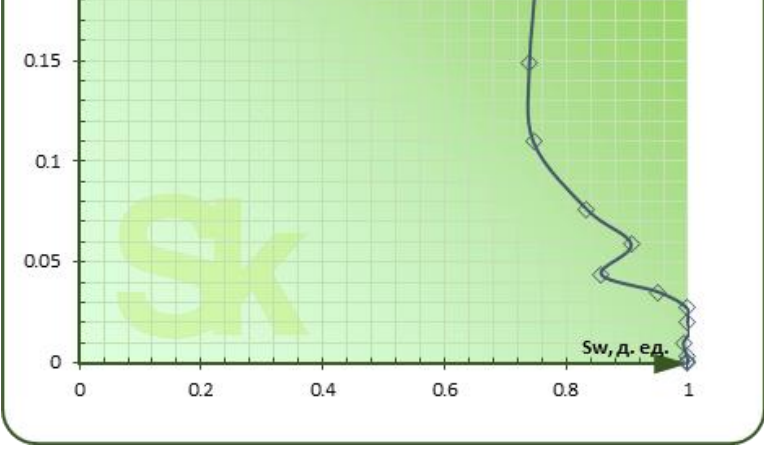
Таблица 5.21 – Результаты исследований капиллярных характеристик (2 партия)

ККД	Параметр	Значение
	Кпрг(N2), 10 ⁻³ мкм ²	0.0074
	Кпо(N2)/ Кпо(в)	0.770
	Кпрг(N2), 10 ⁻³ мкм ²	0.0714
	Кпо(N2)/ Кпо(в)	0.901

Продолжение таблицы 5.21

ККД	Параметр	Значение
	$K_{\text{прг}}(\text{N}_2)$, 10^{-3}мкм^2	0.0069
	$K_{\text{по}}(\text{N}_2)/$ $K_{\text{по}}(\text{в})$	0.238
	$K_{\text{прг}}(\text{N}_2)$, 10^{-3}мкм^2	0.0079
	$K_{\text{по}}(\text{N}_2)/$ $K_{\text{по}}(\text{в})$	0.036

Продолжение таблицы 5.21

ККД	Параметр	Значение
 Кривая капиллярного давления Рc, МПа Sw, д. ед. образец № 26784-23	Кпрг(N2), 10⁻³мкм²	0.0061
 Кривая капиллярного давления Рc, МПа Sw, д. ед. образец № 26798-23	Кпрг(N2), 10⁻³мкм²	0.0331
 Кривая капиллярного давления Рc, МПа Sw, д. ед. образец № 26798-23	Кпо(N2)/ Кпо(в)	0.736
	Кпо(N2)/ Кпо(в)	0.975

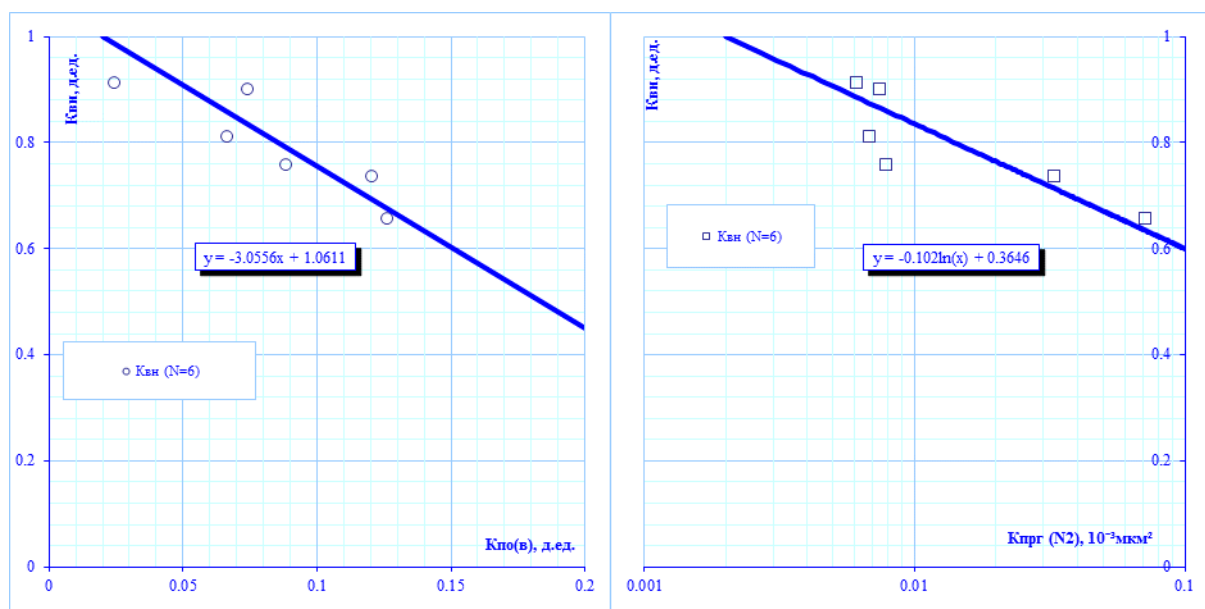
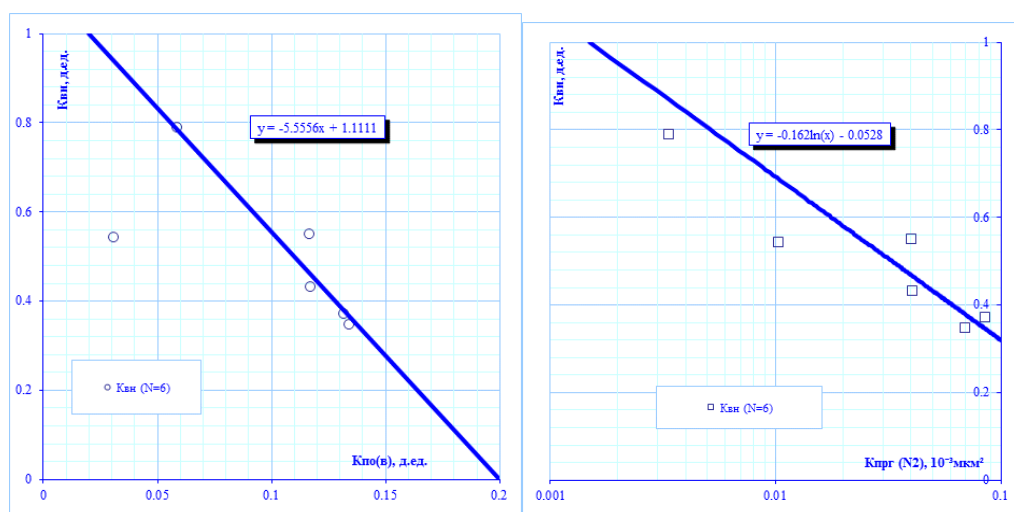
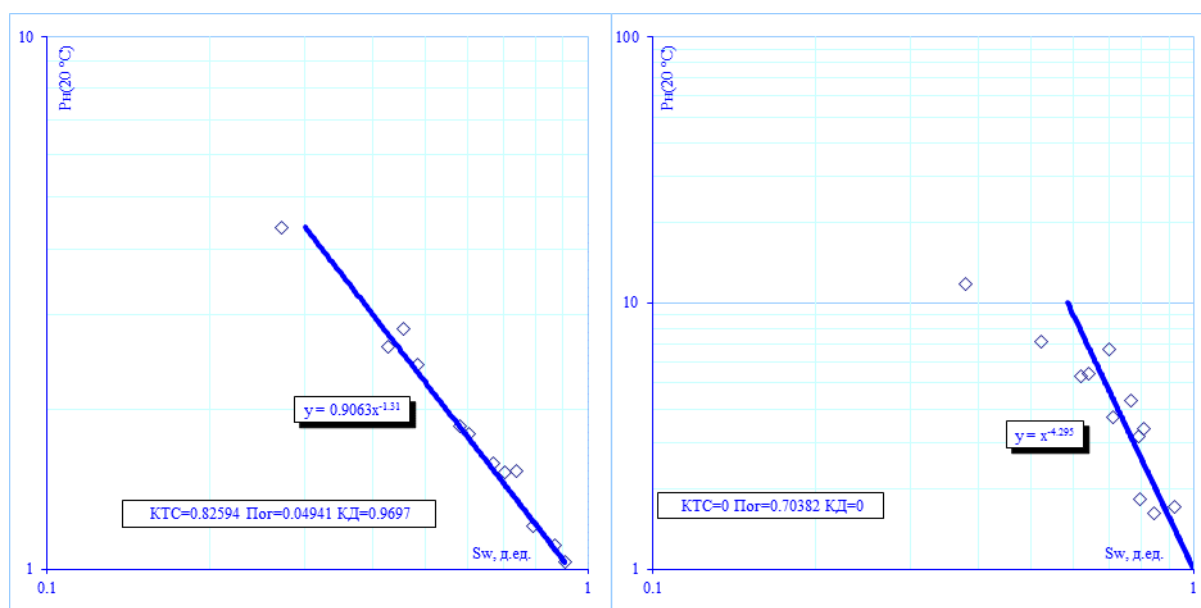
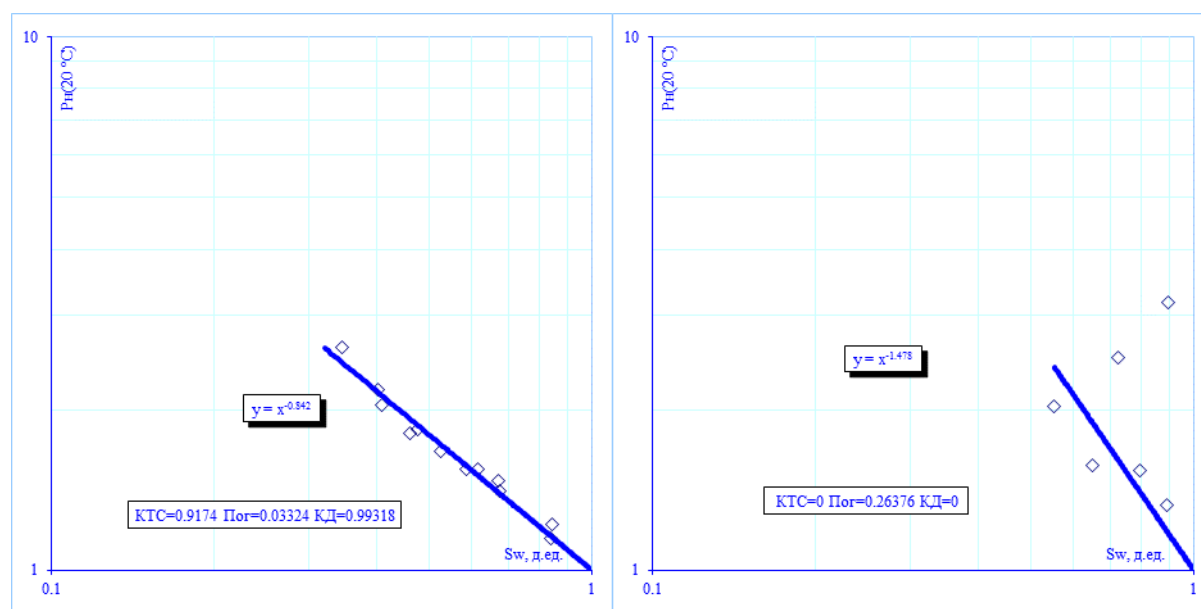


Рисунок 5.29 – Взаимосвязи неснижаемой водонасыщенности (остаточной водонасыщенности по центрифуге) с фильтрационно-емкостными свойствами пород, полученные по результатам исследований: а-б) 1 партии образцов; в-г) 2 партии образцов (сделано автором)



а)

б)



в)

г)

Рисунок 5.30 – Зависимость параметра насыщенности от водонасыщенности образцов: а) Партия 1, наиболее однородные образцы, насыщенные раствором KI 100 г/л; б) Партия 1, неоднородные образцы, насыщенные раствором KI 100 г/л; в) Партия 1, наиболее однородные образцы, насыщенные моделью МПВ Ач1; г) Партия 2, образцы разной однородности, насыщенные моделью МПВ Ач1 (сделано автором).

Результаты экспериментов на 1 партии образцов показали подверженность ачимовских образцов к испарению поровой воды, т.е. к подсыханию. Подсыхание образцов происходило преимущественно на основных режимах центрифугирования, на которых производилось открытие кернодержателя, извлечение образца и выполнение сопутствующих измерений.

Подсыхание приводит снижению насыщенности, повышению минерализации и получению недостоверных капиллярных и электрических характеристик породы. Усиливают испарение сопутствующие исследования (ЯМР, Томография, УЭС) Что проявляется в изменении водонасыщенности, которая была зафиксирована по результатам взвешивания образцов до и после сопутствующих измерений (рисунок 5.31).

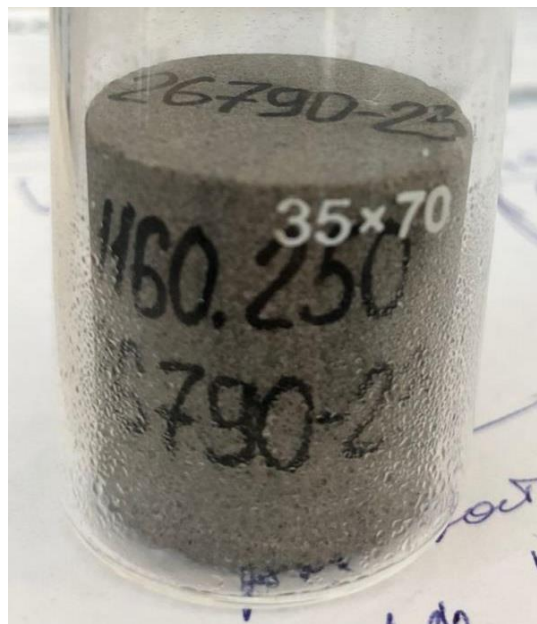


Рисунок 5.31 – Испарина на стаканчике для взвешивания после исследования методом ЯМР (сделано автором)

О подсыхании образцов также косвенно свидетельствуют:
аномально низкие значения остаточной водонасыщенности,
ступеньки на кривых капиллярного давления,
появление испарины на стаканчиках для взвешивания;

отсутствие классического капиллярно-гравитационного распределения водонасыщенности вдоль оси образца после центрифугирования.

Аномально низкие (для ачимовских отложений) значения показателя смачиваемости в однородных образцах.

Качество определения кривых капиллярного давления зависит от степени связанности пустот в породе. На наш взгляд, косвенным критерием связанности пустот является соотношение пористости, определенной по азоту и по воде $\left(\frac{K_{по(N_2)}}{K_{по(в)}}$). Поскольку первая определяется путем нагнетания флюида с торцов образца, а вторая – со всех сторон, то поры, имеющие связь с боковой поверхностью, но не имеющие надежной связи с торцами не будут вносить вклад в результат определения пористости по азоту, но внесут вклад в результат определения пористости по воде. По нашим наблюдениям большинство образцов с соотношением $\left(\frac{K_{по(N_2)}}{K_{по(в)}}$) < 0.9 характеризуются низким качеством ККД

Качество определения параметра насыщения существенно зависит от ряда факторов, в числе которых выделяются:

Как видно из сопоставления графиков, для неоднородных образцов показатель смачиваемости (4.297) кратно выше, чем для однородных (1.31) для однородных. Это обстоятельство необходимо учитывать при формировании коллекций на исследования.

Испарение воды в процессе десатурации описанное выше. Как видно из результатов исследования 1 партии образцов, для однородных образцов были получены аномально низкие значения показателя смачиваемости (0.842 для образцов, насыщенных МПВ Ач1 и 1.31 для насыщенных раствором KI 100 г/л). В ходе исследования 2 партии образцов были предприняты меры по снижению испарения. В результате был получен показатель смачиваемости равный 1.478.

Достоверность моделирования физико - химического взаимодействия раствора с породой. Как видно из рисунков 2.8.2а, в показатель насыщенности для образцов,

насыщенных раствором KI существенно выше, чем для образцов, насыщенных МПВ Ач1. Модель пластовой воды МПВ Ач1 образует на поверхности породы более толстый ДЭС чем раствор KI, что приводит к снижению параметра насыщения и, как следствие, показателя смачиваемости.

При выполнении измерений УЭС происходит частичное увлажнение образца от контактных прокладок. Это увлажнение становится существенным при появлении микротрещин в низкопористых образцах. В таких образцах микротрещины за счет капиллярных сил могут впитать объем воды сопоставимый с объемом пор. Последнее отражается на сопротивлении образца и форме кривых капиллярного давления.

В дальнейшем, при проведении аналогичных исследований ачимовских отложений рекомендуется:

1. Использовать образцы больших габаритов (38 мм и более) для повышения моделируемого капиллярного давления и точности определения водонасыщенности.
2. В случае существенных перерывов промежутков между исследованиями (2 ч и более) хранить частично-насыщенные образцы плотно замотанными в стрейч-пленку при температуре 2 - 10 °С.
3. Выполнять ЯМР – исследования в стрейч - пленке или в стаканчике, по возможности обдувая воздухом комнатной температуры.
4. Ограничивать время центрифугирования на каждом режиме до 1 ч. В случае использования образцов больших размеров – экспериментально обосновать другое оптимальное время центрифугирования.
5. Использовать модель пластовой воды наиболее близкую по составу к природной.
6. Для экспериментов выбирать визуально однородные образцы.
7. Максимально ограничивать объем воздуха, контактирующего с образцом. Использовать колпачки в кернодержателе плотную упаковку при хранении и транспортировке.
8. Отслеживать появление трещин в образцах после центрифугирования.

9. Для низкопористых образцов выполнять дополнительное взвешивание после замера УЭС.

6 МЕТОДИКИ ПОВЫШЕНИЯ ДОСТОВЕРНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПОРОД С ПРОНИЦАЕМОСТЬЮ В ДИАПАЗОНЕ $(0.001 - 1) \cdot 10^{-3}$ МКМ²

Ввод в эксплуатацию сланцевых отложений сопряжен с широким применением сложных технологий увеличения отдачи пластов. Применение таких технологий, в свою очередь, влечет большие капитальные затраты и высокие риски ошибок, связанных с неправильным подбором метода воздействия или его параметров. Для грамотного подбора методов и их параметров необходима предварительная экспериментальная проверка их в лаборатории, в различных вариантах, на представительных коллекциях пород с учетом их литологического разнообразия.

В связи с низкими фильтрационно-емкостными характеристиками сланцевых отложений большинство методов увеличения отдачи подразумевает воздействие, увеличивающее проницаемость породы. Если для классических коллекторов измерение проницаемости до и после воздействия, как правило, не вызывает затруднений, то для сланцевых пород это сопряжено с рядом проблем. Ситуацию также осложняет то обстоятельство, что на текущий момент не существует стандартного метода оценки проницаемости. Появление такого метода позволило бы объективно сравнивать между собой разные методы воздействия.

6.1.1 Основные проблемы оценки влияния на газопропоницаемость сланцевых пород

Сланцевые породы обладают аномально низкой проницаемостью, которая, как правило, на несколько порядков ниже, чем в традиционных коллекторах. В связи с этим методы измерения проницаемости сланцевых пород существенно отличаются от стандартных методик. В данном случае была применена специальная методика

проницаемости сланцевых пород, разработанная для сланцевого пермеаметра Darcy Press.

В данной методике применен ряд специальных технических решений:

1. Для измерения используются тонкие образцы (толщина 3-6 мм), т.к. время установления фильтрации в сланцевых образцах стандартного размера весьма длительно.
2. При измерении, к образцам прикладываются высокие перепады давления 0.1-1 МПа, т.к. поток газа через образец очень мал.
3. Измерения выполняются на нестационарных и псевдостационарных режимах (Pulse Decay, Pseudo Steady State, Build Up), т.к. установление стационарного режима фильтрации в таких породах крайне длительно.
4. Для герметизации боковой поверхности образца вместо обжима эластичной манжетой используется эпоксидная заливка, т.к. просачивание газа между манжетой и образцом часто превышает поток газа через образец.
5. Для измерений из одного куска керна вырезаются несколько вторичных образцов – дублеров из-за высокого риска попадания в техногенные микротрещины, образующиеся при подъёме и обработке керна.
6. Для минимизации риска образования новых микротрещин камнерезная обработка образцов выполняется на прецизионных станках без использования СОЖ, либо щадящими СОЖ (этиловый спирт и др.).
7. Измерение одного образца происходит в течение 0.5 - 4 часов из-за крайне малого потока газа.

Проблема изготовления цельных представительных образцов. Из-за развитой микротрещиноватости и сланцеватости, при выполнении камнерезных работ часто образуются сколы, трещины, разделения по слоям. Это делает проблематичным изготовление образцов правильной геометрической формы. Так, при изготовлении цилиндрических образцов диаметром 10 мм, выход кондиционных образцов составляет 10-20 % от всего объема.

6.1.2 Выбор метода исследований

На данный момент не существует стандартного метода оценки сверхнизкой проницаемости. Кроме того, каждый метод работает в определенном диапазоне измерений. Таким образом, возможна ситуация, когда измерения до и после воздействия необходимо выполнять разными методами. Для выбора оптимального метода измерения газопроницаемости на всех образцах выполнялся экспресс - тест на скорость падения входного давления (рисунок 6.1).

Разрушение образца в процессе эксперимента. В ряде случаев, при физическом моделировании методов увеличения отдачи, происходит раскрытие микротрещин и образование новых трещин вплоть до разрушения испытуемого образца. В этом случае объективная оценка проницаемости породы после воздействия практически невозможна.

Сильное влияние эффективного давления на результаты. Одной из причин такого влияния является наличие в сланцевых породах микротрещин, которые в атмосферных условиях пропускают через себя большую часть флюида, чего не происходит в пластовых условиях.

Пермеаметр Darcy Press состоит из кернодержателя и набора калиброванных емкостей (рисунок 6.1) из которых складываются измерительные объемы: V_{cell} , V_1 , V_2 , V_3 . В зависимости от проницаемости измеряемого образца, в эксперименте выбирается один из этих объемов, посредством открытия вентилей B1 –B5.

Кернодержатель прибора (рисунок 6.0) позволяет, в процессе эксперимента, фиксировать давление на входе в образец (датчик P_{cell}), давление на выходе из образца (датчик P_{down}), а также, в случае длительного проведения эксперимента вычислять поправку за изменение термобарических условий окружающей среды с на основании показаний датчика $P_{correction}$.

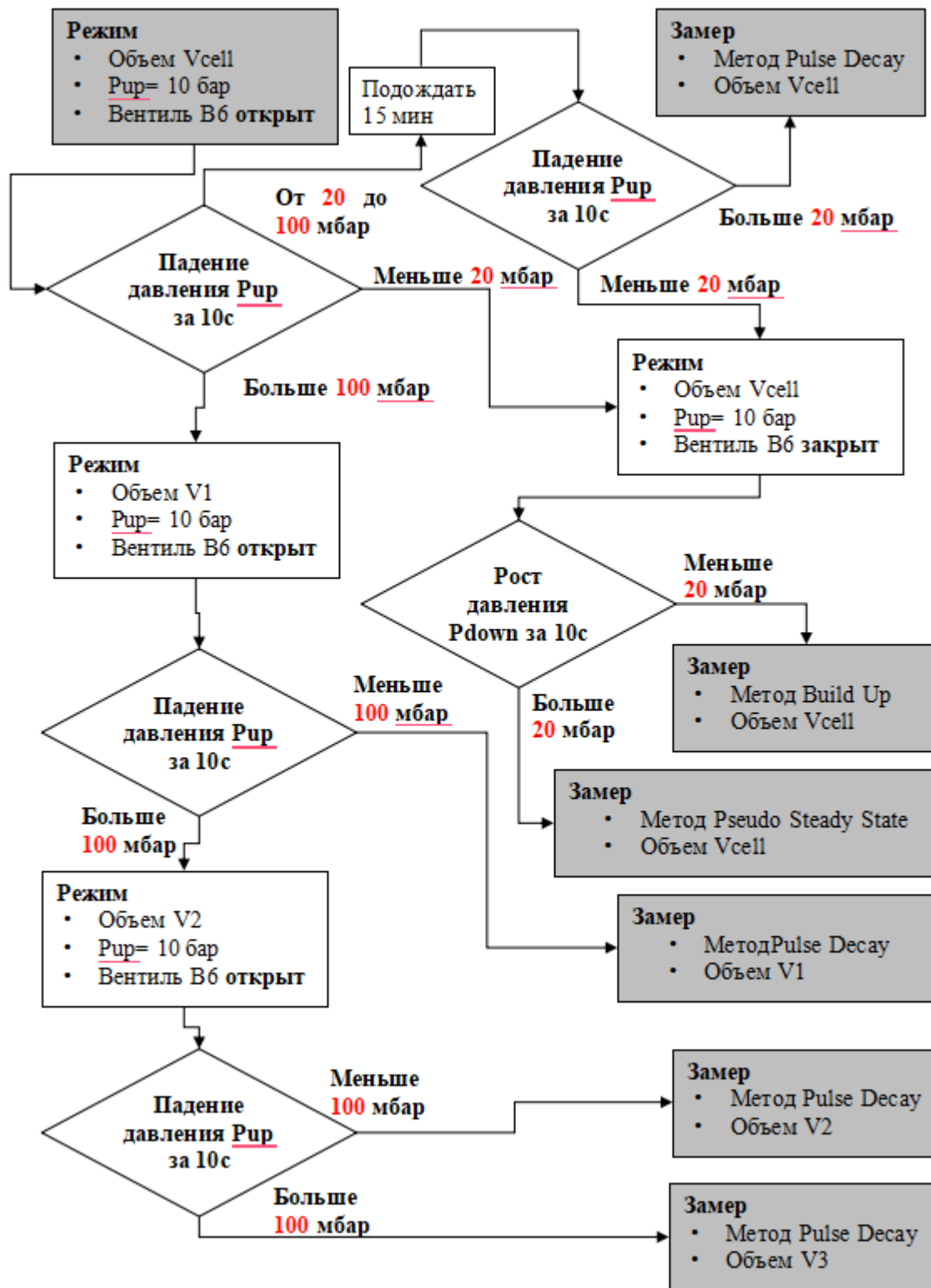


Рисунок 6.1 – Алгоритм выбора режима измерений для установки Darcy Press (сделано автором)

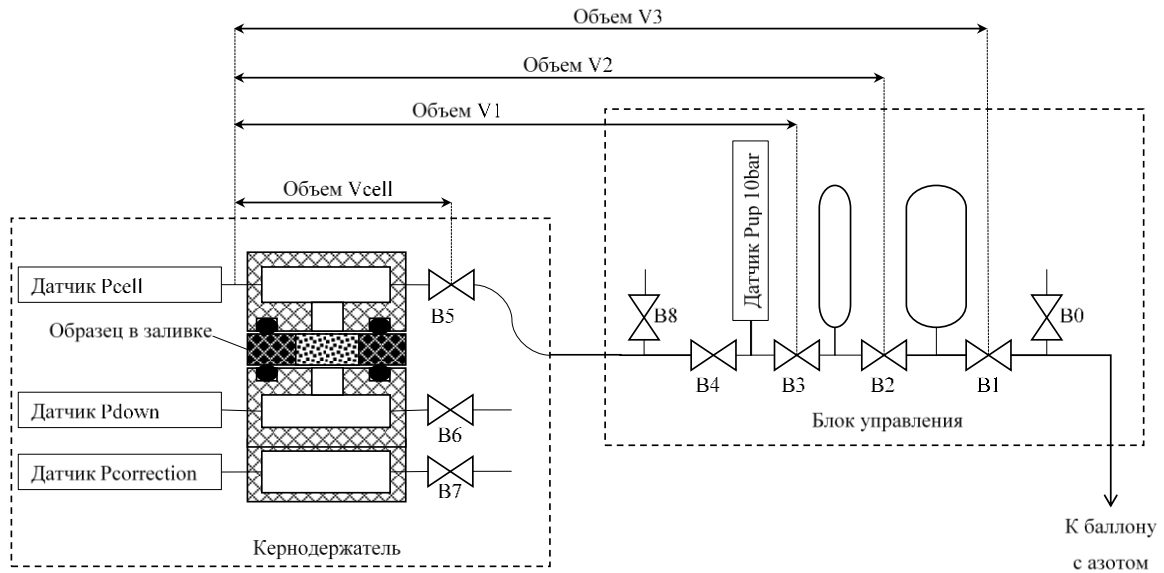


Рисунок 6.2 –Принципиальная схема установки DarcyPress

Измеряемый образец в эпоксидной заливке зажимался между верхней и нижней частями ячейки. Благодаря определенной пластичности эпоксидного состава часть вертикального напряжения распределяется в стороны и создает боковой обжим образца.

По результатам предварительного тестирования выбирался один из методов измерения:

1. Истечение газа через образец (Pulse Decay). При данном режиме (рисунок 6.2) открывали вентили B6–B7. Проницаемость образца вычислялась по экспоненциальному падению давления во входной ячейке (датчик Pcell).

2. Псевдостационарный режим (Pseudo Steady State). Применялся если из-за низкой проницаемости падение давления на датчике Pcell протекало крайне медленно, практически по линейному тренду. В этом режиме процесс фильтрации условно рассматривался как стационарный. Расход газа определялся по падению давления на датчике Pcell. Измерения на псевдостационарном режиме выполняли не менее 3 раз при разных перепадах давлений. Расчет проницаемости выполняется по закону Дарси.

3. Контроль нарастания выходного давления (Build Up). Применялся для наименее проницаемых пород, для которых предыдущие два режима не позволяли измерить проницаемость. Данный метод позволяет исключить возможные утечки газа через уплотнения между входной емкостью и образцом, т.к. в расчет берется только объем газа, вышедшего из образца. В данном режиме закрывали вентили В6 – В7 (рисунок 6.2). Расход газа определялся по увеличению давления на выходе (датчик Pdown).

6.1.3 Результаты измерений

Результаты измерений приведены на рисунках 6.3 – 6.6.

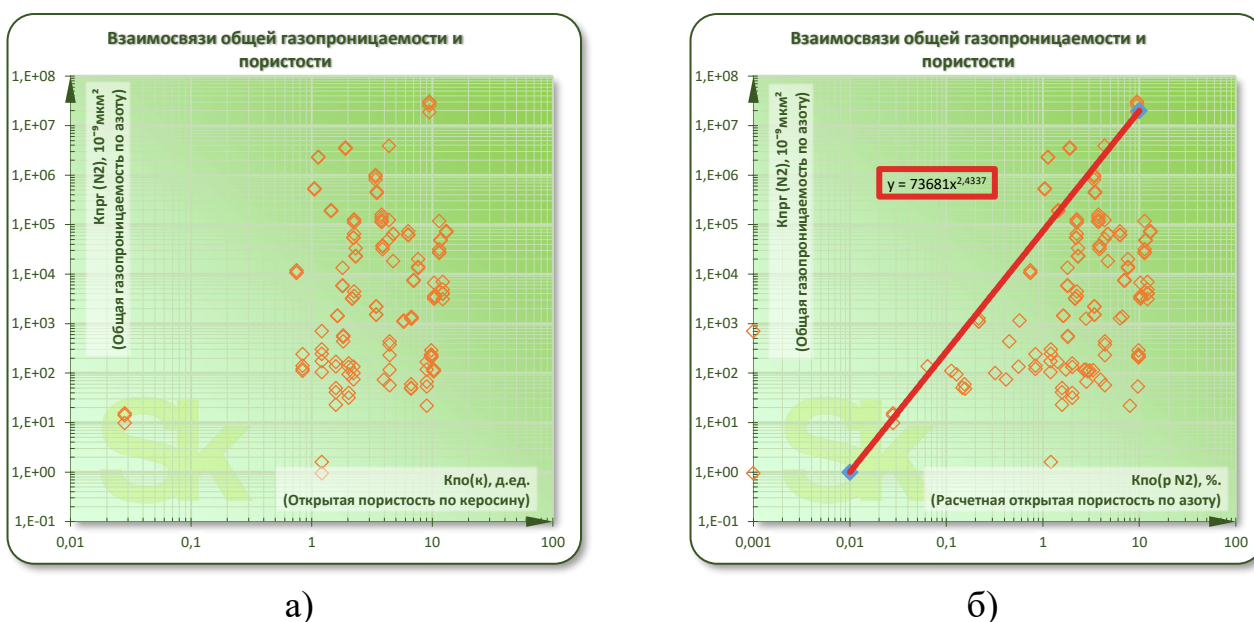


Рисунок 6.3 – Взаимосвязи общей газопроницаемости и: а) пористости измеренной по керосину пористости; б) пористости, рассчитанной ПО пермеаметра Darcy Press

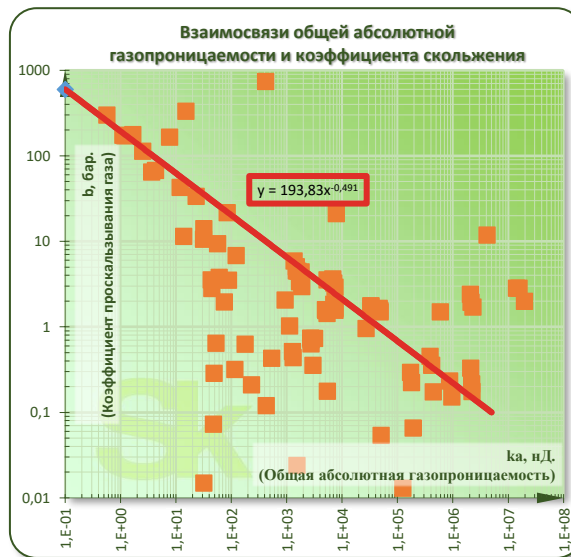


Рисунок 6.4 – Взаимосвязи общей абсолютной газопроницаемости и коэффициента проскальзывания газа (коэффициента Клинкенберга)

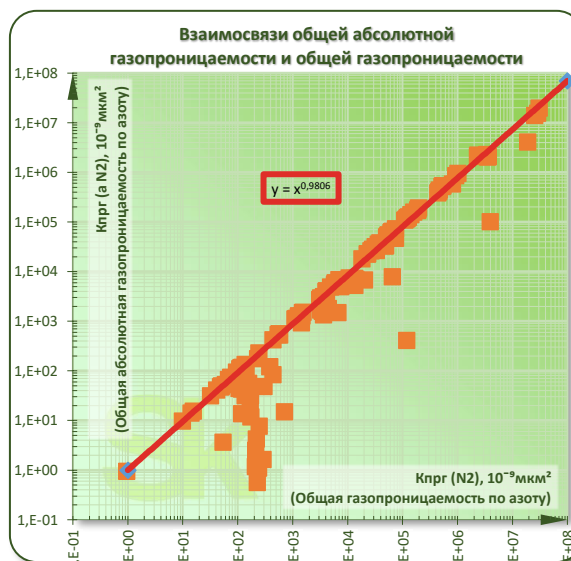


Рисунок 6.5 – Взаимосвязи общей абсолютной газопроницаемости и общей газопроницаемости

6.1.4 Выводы по результатам измерений

Газопроницаемость изученных образцов баженовской свиты (общая и абсолютная) варьируется от 0.953 нД до 25 380 191 нД, что свидетельствует о высокой неоднородности изучаемых отложений.

Корреляция газопроницаемости с открытой пористостью по жидкостенасыщению (Рисунок 6.3а) практически отсутствует, что оговорит об отсутствии упорядоченного связанного порового пространства. Если сравнивать газопроницаемость с пористостью подобранной программными обеспечением пермеаметра Darcy Press (Рисунок 6.3б) то ситуация намного лучше. На графике можно выделить основной тренд (Рисунок 6.3б), но большинство точек находятся ниже линии основного тренда. Это объясняется следующими моментами:

При сжатии образца часть пустотного пространства изолируется, т.к. имеет связь с поверхностью образца, только через микротрещины;

Прибор Darcy Press не видит изолированную часть пустотного пространства, т.к. он может видеть лишь ту часть, в которую может зайти газ. Поэтому пористость, подобранная прибором Darcy Press при интерпретации данных, как правило, ниже открытой пористости, определенной по жидкостенасыщению;

Не все пустоты, видимые прибором Darcy Press участвуют в фильтрации газа. Часть пустот – тупиковые. Из-за высокой неоднородности пустотного пространства доля тупиковых пустот индивидуальна для каждого образца. Поэтому образцы с наименьшей долей тупиковых пустот образуют линию основного тренда, остальные образцы – ниже линии основного тренда (Рисунок 6.3б).

На взаимосвязи общей абсолютной газопроницаемости и коэффициента проскальзывания газа (Рисунок 6.4) наблюдается классический обратный тренд, но, в целом, корреляция слабая. Последнее, по нашему мнению, обуславливается отсутствием упорядоченного пустотного пространства. Точки отклоняются от тренда в основном в сторону низких значений коэффициента проскальзывания, что, по

нашему мнению, свидетельствует о существенном вкладе трещинной компоненты в общую газопроницаемость.

Общая газопроницаемость и абсолютная общая газопроницаемость находятся в весьма тесной корреляции (Рисунок 6.5), за исключением отдельных образцов. Но, поскольку общая газопроницаемость более тесно коррелирует с пористостью (Рисунок 6.3б), то рекомендуется отдавать ей предпочтение.

6.1.5 Интеграция измерений проницаемости в комплекс исследований

Измерение только проницаемости до и после воздействия на породу не позволяет ответить на все вопросы, которые возникают при выборе метода воздействия. Один лишь факт увеличения проницаемости в ходе эксперимента на образцах керна не гарантирует наличие такого же эффекта в реальном пласте. В частности, из-за склонности сланцевых пород к трещинообразованию, возможно образование межслоевых микротрещин, которые повысят проницаемость образца, но не будут работать в пластовых условиях. Поэтому для понимания механизмов изменения проницаемости необходимо комплексирование измерений проницаемости с геохимическими и литолого–петрографическими методами (в зависимости от характера воздействия на породу). Ниже представлен пример интеграции исследований проницаемости в комплекс (рисунок 6.6) в рамках испытания термохимического метода повышения отдачи.

Для испытаний были выбраны представительные, полноразмерные, наиболее однородные образцы керна. Из каждого полноразмерного образца были отобраны пробы для 3 групп исследований: комплекс геохимических исследований; комплекс исследований порового пространства; исследование газопроницаемости.

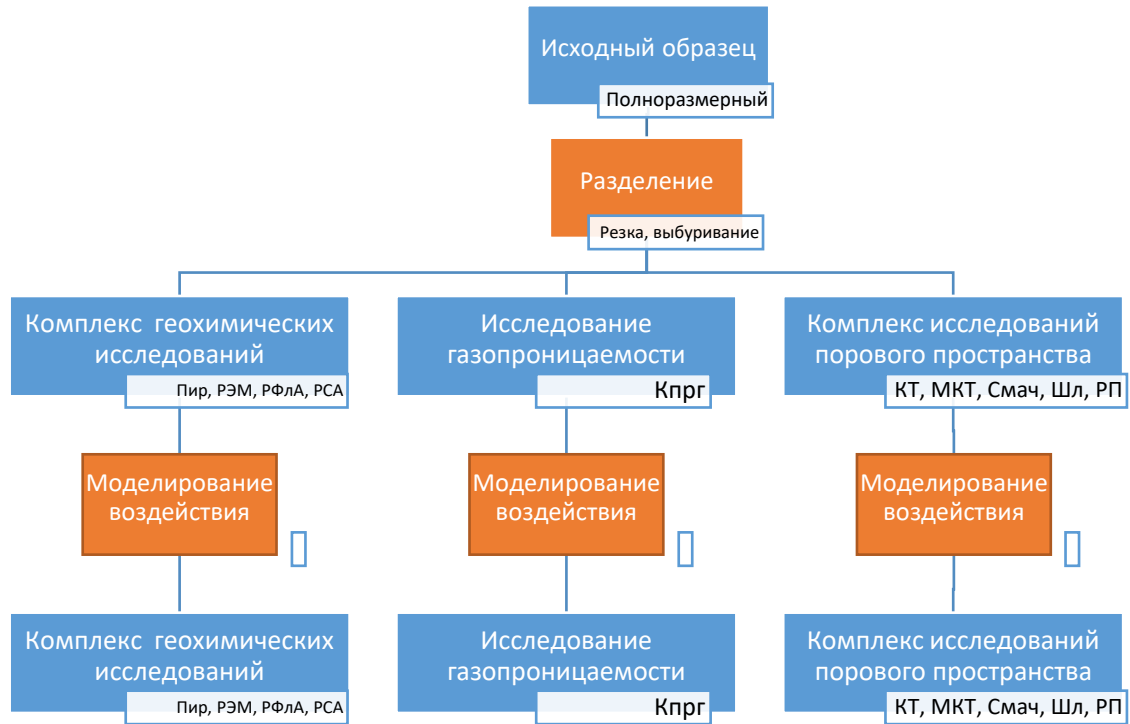


Рисунок 6.6 – Интеграция исследований оценки изменения газопроницаемости в комплекс (сделано автором)

Комплекс геохимических исследований включал в себя Пиролиз (Пир), растровую электронную микроскопию с микрозондовым анализом (РЭМ), Рентгенфлуоресцентный анализ (РФЛА), рентгеноструктурный анализ (РСА). Комплекс исследований порового пространства включал в себя томографию (КТ), микрофотографию МКТ, изучение смачиваемости (Смач), исследования пород в шлифах (Шл) и ртутную порометрию (РП).

6.1.6 Пример комплексной оценки влияния

В рамках исследовательского проекта необходимо было оценить эффективность метода увеличения отдачи сланцевых пластов, который заключался в термохимическом воздействии на породу. Испытуемая порода подвергалась влиянию экстремальных температур (до 450°C) и химически агрессивной среды, выполняющей

роль растворителя. Для исключения перехода растворителя в газообразное состояние его закачка осуществлялась под давлением 22 МПа. Предполагаемый эффект от воздействия заключался в увеличении газопроницаемости породы за счет растворения и преобразования высокомолекулярных органических веществ. Основной целью исследования было определение оптимальной температуры воздействия на породу.

Проведение такого испытания в обычных петрофизических фильтрационных установках не представляется возможным из-за технических ограничений. В связи с этим, испытания проводились в химически стойком реакторе, способном выдержать такое термобарическое и химическое воздействие.

Измерения газопроницаемости ввиду технических ограничений оборудования выполнялись отдельно, до и после воздействия, на установке DarcyPress по стандарту КОСТ СТ 1002-2020 [3]. Для измерения газопроницаемости изготавливались небольшие образцы с габаритами поперечного сечения до 15 мм прямоугольной формы. Из каждого первичного образца вырезалось по 3-5 вторичных образцов. Для герметизации боковой поверхности образцы заливали эластичным эпоксидным составом Soloplast Resine Epoxy Type R123. Из залитых заготовок вырезались секции толщиной 6-9 мм (рисунок 6.7). Таким образом, из каждого вторичного образца изготавливалось от 2 до 4 третичных образца. Использовался прецизионный отрезной станок для плоскопараллельной резки Accutom 100 с алмазным диском и толщиной режущей кромки 0,8 мм.

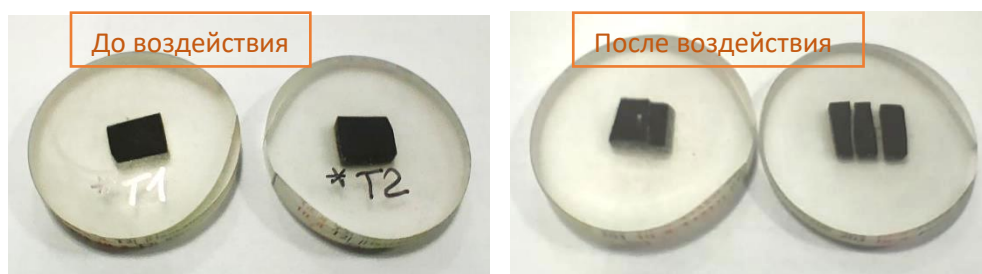


Рисунок 6.7 – Образцы, подготовленные для исследования на установке Darcy Press (сделано автором)

Перед измерением газопроницаемости третичные образцы предварительно тестировались. Результаты тестирования, сравнивались между собой, отбраковывались образцы с аномально высокими значениями проницаемости. На оставшихся образцах выполнялись измерения газопроницаемости согласно [3].

После измерения газопроницаемости третичные образцы вырезались из эпоксидной заливки и распределялись по экспериментам. Перед началом эксперимента по моделированию воздействия образцы помещались в химически стойкий сетчатый держатель. После моделирования воздействия держатель с образцами извлекался из реактора, образцы идентифицировались согласно расположению в держателе. Третичные образцы после воздействия снова заливались эпоксидным составом. Геометрические характеристики образцов (толщина, площадь поперечного сечения) и проницаемость образцов измерялась повторно.

Результаты измерения газопроницаемости после воздействия сопоставлялись с результатами геохимических и литолого–петрографических исследований (таблица 6.0).

На основе комплексного анализа устанавливались причины изменения газопроницаемости (Кпрг). На первых 4 ступенях прогрева влияние воздействия на проницаемость отрицательное. Создаваемых температур недостаточно для осуществления необходимых реакций, а реагент и продукты взаимодействия только заполняют поровое пространство. Но, начиная с 5 ступени, ситуация меняется, и эффект принимает уже положительный характер. Однако, следует понимать, что рост проницаемости происходит еще и за счет развития микротрещин, которые в пластовых условиях практически не работают. Существенные изменения породы начинаются только с 6 ступени. На этой ступени начинается преобразование доломита, появление новых пустот. При этих температурах заканчивается преобразование керогена в углеводороды, вследствие чего содержание остаточного органического углерода стабилизируется. Дальнейшее повышение температуры воздействия (ступени 7, 8) также приводит к росту газопроницаемости, однако, при

повышении температуры появляются признаки коксования. Появление твердого нерастворимого органического остатка может отрицательно сказаться на объемах добычи углеводородов, поэтому оптимальным, в данном случае, представляется прогрев до 6 ступени.

Таблица 6.1 – Сводные результаты испытаний метода воздействия на объект

№ ступени прогрева	1	2	3	4	5	6	7	8
Средний прирост Кпрг, %	- 85.8	- 86.9	- 91.9	- 28.5	555.9	1480.6	1459.1	2211.8
Наблюдения по геохимическим методам		Снижение доли легких углеводородов						
			Уменьшение доли пиролизуемого углерода			Стабилизация доли непиролизуемого углерода		
							Признаки коксования	
Наблюдения по литолого - петрографическим методам		Уменьшение доли органического вещества						
			Появление микропор и микротрещин					
						Преобразование доломита, образование новых пустот		
Расслоения образцов		1 обр.	3 обр.	Массовые расслоения образцов				

С целью получения объективных результатов испытаний методов увеличения отдачи необходимо выполнение комплексных исследований, включающих в себя геохимические и литолого - петрографические методы.

Для достоверной оценки проницаемости после воздействия необходимо выполнение нескольких серий экспериментов, с последующей отбраковкой «выпадающих» результатов.

Основная проблема при оценке влияния на проницаемость – риск дизъюнктивных разрушений образца, после которых оценить проницаемость образца крайне проблематично.

Разработан способ оценки влияния физико-химических методов увеличения отдачи на проницаемость пород. Слабым местом в разработанном способе является измерение проницаемости в атмосферных условиях, что является предметом следующих исследований и опытно–конструкторских работ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Традиционные методы исследования керна, разработанные для высокопроницаемых терригенных коллекторов Западной Сибири, демонстрируют ограниченную применимость при изучении низкопроницаемых отложений. Их прямое использование без корректировок приводит к значительным погрешностям в определении фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), что влечет за собой ошибки в подсчёте запасов и проектировании систем разработки. В связи с этим требуется пересмотр и адаптация существующих методик с учётом особенностей низкопроницаемых пород, таких как высокая глинистость, наличие микропор и сложная морфология пустотного пространства.

Низкопроницаемые отложения характеризуются сложным строением порового пространства, аномальными реологическими свойствами флюидов и высокой чувствительностью к техногенным воздействиям. Это требует разработки специализированных методик, включающих: применение низконапорной и безнапорной проницаемости для минимизации разрушения структуры породы; использование нестандартных методов насыщения и вытеснения для учета капиллярных эффектов; внедрение высокоточных лабораторных исследований для детального изучения морфологии пор.

Кроме того, необходимо учитывать влияние трещиноватости, которая может существенно влиять на фильтрационные характеристики.

Разработанные мною подходы позволяют:

1. повысить достоверность лабораторных исследований за счет учета специфики низкопроницаемых пород;
2. оптимизировать выбор методов интенсификации добычи (гидроразрыв пласта, кислотные обработки) на основе более точных данных о свойствах коллектора;
3. снизить риски при оценке извлекаемых запасов и проектировании систем разработки.

Внедрение этих методик способствует увеличению экономической эффективности освоения трудноизвлекаемых запасов, что особенно актуально в условиях истощения традиционных месторождений.

Перспективы дальнейших исследований

Для дальнейшего совершенствования методов изучения низкопроницаемых коллекторов необходимо:

1. развитие цифрового моделирования порового пространства на основе данных микроскопических исследований;
2. разработка новых критериев интерпретации лабораторных данных с учетом влияния пластовых условий;
3. создание специализированных стандартов для исследования кернa низкопроницаемых отложений.

Переход к разработке низкопроницаемых коллекторов требует глубокого пересмотра существующих подходов к исследованию кернa. Предложенные мною методические решения позволяют минимизировать ошибки при оценке ФЕС и повысить эффективность геолого-технических мероприятий. Их внедрение в практику нефтегазовых компаний будет способствовать успешному освоению трудноизвлекаемых запасов, обеспечивая устойчивость добычи в долгосрочной перспективе.

Основные результаты

В результате выполненных работ было установлено, что основной причиной появления некондиционных образцов является появление микротрещин при камнерезной обработке. Основными источниками неопределенностей при выполнении измерений являются: техническое состояние образца; микроскопические утечки в измерительной системе; колебания температуры окружающей среды; длительный выход на режим фильтрации. Разработанные нормативные документы по выполнению пробоподготовки и измерений позволили достичь следующих показателей: в диапазоне измерений $(10^{-6} - 10^{-2}) \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ снижена расширенная

неопределенность измерений общей газопроницаемости до 28 %; при пробоподготовке снижена доля выхода некондиционных образцов до 35 %.

В процессе работы и написания данной диссертации были проведены сотни экспериментов и задействованы различные приборы. И несмотря на то, что все данные использовались для повышения достоверности будущих измерений и качества выполняемых работ, ниже я вкратце описал основные проблемы и как они были решены.

Совершенствование методики измерений газопроницаемости пород баженовской и доманиковской свит

Для измерения газопроницаемости сланцевых отложений лабораторией был приобретен сланцевый пермеаметр DarcyPress. Однако опыт использования прибора в соответствии с технической документацией производителя выявил следующие недостатки: низкая достоверность и повторяемость измерений газопроницаемости в сланцевых отложениях; высокая доля (до 80 %) некондиционных образцов при пробоподготовке. Моей целью было снизить неопределенность измерения сверхнизкой газопроницаемости до 30 - 40 %; снизить долю некондиционных образцов до 50%. Передо мной стоял ряд задач: выявить основные причины появления некондиционных образцов; выявить факторы, повышающие погрешность измерений; разработать методические рекомендации по выполнению пробоподготовки и измерений.

Изучение причин нарушения стабильности остаточной водонасыщенности в ачимовских отложениях

Результаты исследований керна низкопроницаемых ачимовских коллекторов Западной Сибири стандартными методами, как правило, говорят о высоких значениях остаточной водонасыщенности (60-90 %). Традиционно остаточная водонасыщенность воспринимается специалистами как неподвижная. Однако, результаты промысловых испытаний ачимовских объектов нередко показывают наличие притоков воды из объектов, в которых по стандартным методикам

прогнозируется присутствие только остаточной воды. Моей целью было изучить возможность движения остаточной воды в ачимовских коллекторах; выявить условия, при которых остаточная вода может переходить в подвижное состояние. Передо мной стоял ряд задач: обобщить современные гидрогеологические представления о состояниях свободной и связанной воды. Выполнить комплексное физико-химических свойств целевого объекта. Изучить распределение остаточной воды в поровом пространстве.

Выполненные работы. Изучены современные гидрогеологические классификации поровых вод. Выбран объект ачимовской толщи для комплексного изучения. На представительной коллекции образцов выполнены комплексные литолого-петрофизические исследования (ФЕС, исследования шлифов, микротомография, ЯМР, РСА, РФА, FIB-SEM, минеральное картирование, ионообменный комплекс, удельная поверхность, смачиваемость, пиролиз, хромато-масс – спектрометрия, ртутная порометрия, центрифугирование с послойной ЯМР-спектрометрией и УЭС). На основе полученных данных была построена литолого – петрофизическая модель.

Основные результаты. Результаты комплексного анализа полученных данных показали, что подавляющий объем межзерновых пор в изученном объекте имеет диаметр горловин в диапазоне 0,02-0,52 мкм, вследствие чего обладают высоким капиллярным давлением (0,27 МПа и выше). Межзерновые поры заняты преимущественно капиллярно – подвижной водой. Данная вода образует при незначительном увеличении водонасыщенности с приложением определенного градиента давления становится подвижной. При выполнении стандартных экспериментов методом центрифугирования данная вода остается в образце и принимается за остаточную. Основные причины невыхода данной воды при центрифугировании - высокое капиллярное давление и появление разрывов сплошности данного типа воды, что было подтверждено результатами послойной ЯМР – спектроскопии. При доле межзерновых пор более 24 % в поровом пространстве

появляется капиллярно- легкоподвижная вода, которая достаточно легко фильтруется при наличии градиента давления.

Исследование засоленных пород

Среди низкопроницаемых коллекторов встречаются объекты, обладающие низкой проницаемостью из-за засоления части порового пространства. Каменная соль в таких породах становится частью твердой фазы и находится в динамическом равновесии с пластовой водой. Изучение данных пород осложнено тем, что отдельные виды петрофизических исследований (капилляриметрия, измерение электрических свойств и т.п.) требуют насыщения породы моделью пластовой воды (МПВ). При насыщении происходит частичное или полное растворение солей, входящих в состав твердой фазы. Это приводит как к изменению свойств самой породы, так и существенному искажению результатов измерений. Так при измерении открытой пористости по ГОСТ 26450.1-85 происходит фактическое увеличение открытой пористости, но результат измерений получается существенно заниженным, вплоть до получения отрицательных значений. Аналогичные искажения возникают при изучении капиллярных характеристик по ОСТ 39-204-86 [5]. Моей целью было разработать способы минимизации растворения солей при насыщении образцов МПВ; разработать методы достоверного измерения пористости и водонасыщенности пород после растворения солей. Передо мной стоял ряд задач: изучить опыт исследования засоленных пород других лабораторий; разработать алгоритм расчета прироста порового объема при частичном растворении солей; выполнить серию пробных экспериментов на засоленных породах.

Выполненные работы. Разработан алгоритм расчета пористости породы, исправленной за растворение солей. На экспериментальной коллекции (62 образца, открытая пористость $0.109 - 0.262$ д. ед, газопроницаемость $(0.25 - 1672) \cdot 10^{-3}$ мкм²), отобранной из трещинно-кавернозных карбонатных пластов одного из месторождений Восточной Сибири, выполнена серия экспериментов по определению открытой пористости и капиллярных характеристик. Образцы содержали

водорастворимые соли природного происхождения. Насыщение образцов выполнялось моделью пластовой воды с общей минерализацией 519 г/л.

Основные результаты. Применение новой методики, учитывающей растворение солей, позволило избавиться от отрицательных значений пористости и водонасыщенности. Косвенно правильность новой методики подтвердилась следующими фактами: во всех случаях открытая пористость пород после насыщения МПВ получилась не меньше чем открытая пористость до насыщения; корреляция объемной плотности и открытой пористости по новой методике лучше, чем по классической (ГОСТ 26450.1-85); значения минералогической плотности, полученные по новой методике, лучше соответствуют диапазону известняков – доломитов, чем значения, полученные по классической методике.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ 26450.1-85 Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением //Породы горные. Методы определения коллекторских свойств: Сб. ГОСТов. - М.: Издательство стандартов, 1985.
2. ГОСТ 26450.2-85 Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости путём насыщения жидкостью. – М.: Издательство стандартов, 1985. – 6 с.
3. КОСТ СТ 1002-2020 Породы горные. Методика измерений общей газопроницаемости сланцевых пород. Корпоративный стандарт, 2020.
4. КОСТ СТ 1005-2020 Породы горные. Методика измерений насыщенности в экспериментах с моделированием капиллярных давлений методом центрифугирования. Корпоративный стандарт, 2020.
5. ОСТ 39-204-86 Нефть. Метод лабораторного определения остаточной водонасыщенности коллекторов нефти и газа по зависимости насыщенности от капиллярного давления». - М.: Миннефтепром, 1986.
6. Басниев, К.С. Подземная гидромеханика: Учебник для вузов / К.С. Басниев, И.Н. Кочина, В.М. Максимов– М.: Недра, 1993. – 416 с.
7. Борисов, А.Г. Моделирование капиллярных свойств коллекторов с целью решения промыслово-геологических задач и повышения энергоэффективности вытеснения нефти водой: дис. ... канд. г.-м. наук: 25.00.12 / Борисов Александр Геннадьевич, 2013. – 147 с.
8. Борисов, А.Г. Определение емкостных и плотностных свойств карбонатных отложений, содержащих водорастворимые соли / Борисов А.Г., А. Д. Рябухин, Е.А. Никитина, В.А. Баишев // Сборник трудов Международной научно-практической конференции «Карбонатные отложения 2024» – Казань, 2024.
9. Гиматудинов, Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта /Ш.К. Гиматудинов, А.И. Ширковский. – М.: Недра, 1982. – 310 с.

10. Добрынин, В.М. Петрофизика: Учебник для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. / В.М. Добрынин, Б.Ю. Вендельштейн, Д. А. Кожевников – М.: Нефть и газ, 2004. – 368 с.
11. Единович, А.Н. Исследование пород, содержащих водорастворимые соли / А.Н. Единович, А.Г. Борисов // Сборник трудов конференции ТНГГ – Тюмень, 2012.
12. Звездин, В.Г. Нефтепромысловая геология: Учебное пособие / В.Г. Звездин. - Пермский государственный университет, 2007. — 83 с.
13. Ипатов, А.И. Современные методы лабораторных исследований керна / А.И. Ипатов, М.А. Гончаров // Москва: Нефть и газ, 2020.
14. Кобранова, В.Н. Петрофизика / В.Н. Кобранова – М.: Недра, 1986. – 392 с.
15. Котяхов, Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. / Ф.И. Котяхов – М.: Недра, 1977. – 287 с.
16. Мирзаджанзаде, А.Х. Физика нефтяного и газового пласта / А.Х. Мирзаджанзаде, И.М. Ахметов, А.Г. Ковалев – М.: Недра, 1992. – 268 с.
17. Михайлов, Н.Н. Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов / Н.Н. Михайлов – М.: Недра, 1992. – 240 с.
18. Рябухин, А. Д. О влиянии термобарических факторов на остаточную водонасыщенность горных пород / А.Д. Рябухин // Наука и техника в газовой промышленности №1, 2023. - 7с.
19. Сургучев, М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М.Л. Сургучев. - М., Недра, 1985. – 308с.
20. Сургучев, М.Л. Физико-химические микропроцессы в нефтегазоносных пластах / М.Л. Сургучев, Ю.В. Желтов, Э.М. Симкин. – М.: Недра, 1984. – 215 с.
21. Ханин, А.А. Петрофизика нефтяных и газовых пластов / А.А. Ханин. – М.: Недра, 1976. – 295 с.
22. Ханин, А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение / А.А. Ханин. – М.: Недра, 1969. – 368 с.

23. Чарный, И.А. Подземная гидрогазодинамика / И.А. Чарный. – М.: Гостоптехиздат. - 1963. – 396 с.
24. Шварцев, С.Л. Общая гидрогеология: Учебн. для вузов / С.Л. Шварцев — М.: Недра. - 1996.
25. API RP 40. Recommended Practices for Core Analysis. - 1998.
26. ASTM D4404-84. Standard Test Method for Determination of Pore Volume and Pore Volume Distribution of Soil and Rock by Mercury Intrusion Porosimetry. - 2020.
27. API Recommended Practice 40. Recommended Practices for Core Analysis. American Petroleum Institute. - 1998.
28. Abbasi, J., Andersen P.Ø., Theoretical Comparison of Two Setups for Capillary Pressure Measurement by Centrifuge / J. Abbasi, P.Ø. Andersen // Heliyon, №8. - 2018.
29. Akbarabadi, M. Nanoscale experimental investigation of in-situ wettability and pore-scale displacement mechanisms / M. Akbarabadi, M. Piri. - 2015.
30. Akin, S. Computed Tomography in Petroleum Engineering Research / S. Akin, A.R. Kavscek // Geological Society of London, Special Publications. - 2003. - p. 215.
31. Al-Menhali, A. Capillary Trapping of CO₂ in Oil Reservoirs / A. Al-Menhali, S. Krevor // Environmental Science & Technology. – 2016.
32. AlRatrout, A. In-situ characterization of wettability using X-ray microtomography / A. AlRatrout // Advances in Water Resources. – 2018.
33. Amyx, J. W. Petroleum Reservoir Engineering: Physical Properties / J.W. Amyx, D.M. Bass, R.L // Whiting McGraw-Hill Book Company. - 1960.
34. Andersen, P.Ø. An Analytical Model for Analysis of Centrifuge Capillary Pressure Experiments / P.Ø. Andersen, S.M. Skjæveland, D.C. Standnes // IOR 2017 - 19th European Symposium on Improved Oil Recovery. - Apr. 2017. - Volume 2017, p.1.
35. Andrew, M. Pore-scale Contact Angle Measurements at Reservoir Conditions Using X-ray Microtomography / M. Andrew, B. Bijeljic, M.J. Blunt // Advances in Water Resources. – 2014.

36. Borisov, A.G. Three-dimensional modeling of the process of centrifugation of rock samples in order to process the results of laboratory experiments / A.G. Borisov, R.I. Medvedsky // *The gas industry*. – 2012. – No.4. – pp. 30-35.
37. Coates, G. R. NMR Logging: Principles and Applications / G.R. Coates, L. Xiao, M.G. Prammer // Halliburton Energy Institute. - 1999.
38. Cui, X. Measurements of gas permeability and diffusivity of tight reservoir rocks: different approaches and their applications / X. Cui, A.M.M. Bustin, R.M. Bustin // *Geofluids*, 9(3). - 2009. - pp. 208-223.
39. Darcy, H. Les Fontaines Publiques de la Ville de Dijon / H. Darcy // Dalmont. – 1856
40. Deshenenkov, I.S. The Validation of the Granular Reservoir Petrophysical Model / I.S. Deshenenkov, D.A. Kozhevnikov, K.V. Kovalenko // 73rd EAGE Conference and Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2011. - May 2011.
41. Dunn, K. J. Nuclear Magnetic Resonance: Petrophysical and Logging Applications / K.J. Dunn, D.J. Bergmann, G.A. Latorraca // Pergamon. - 2002.
42. Fedoriv, V. Petrophysic model for determin clayness of rocks by the results of complex geophysical researches / V. Fedoriv, S. Bagriy, I. Piatkovska, Y. Femyak, A. Trubenko // 18th International Conference on Geoinformatics - Theoretical and Applied Aspects. – 2019. - p.1-5.
43. Forbes, P. Centrifuge Data Analysis Techniques: An SCA Survey on the Calculation of Drainage Capillary Pressure Curves from Centrifuge Measurements / P. Forbes. - 1997.
44. Forbes, P.L. Advances in Centrifuge Measurements of Reservoir Fluid Saturations / P.L. Forbes // *SPE Reservoir Engineering*. – 1997.
45. Giesche, H. Mercury Porosimetry: A General (Practical) Overview / H. Giesche // *Particle & Particle Systems Characterization*, 23(1). - 2006. - pp. 9–19.
46. Johnson, E.F. Calculation of Relative Permeability from Displacement Experiments / E.F. Johnson, D.P. Bossler, V.O. Naumann // *Transactions of the AIME*. - 1959. - pp. 370-372.

47. Hagoort, J. Oil recovery by gravity drainage / J. Hagoort // Society of Petroleum Engineers Journal. - 1980. - pp. 139-150.
48. Hassler, G.L. Measurement of Capillary Pressures in Small Core Samples / G.L. Hassler, E. Brunner // Transactions of the AIME. - 1945.
49. Honarpour, M. Relative Permeability of Petroleum Reservoirs / M. Honarpour, L. Koederitz, A.H. Harvey // CRC Press. - 1986.
50. Khramtsova, A.V. Facies models of the Achimov formation of East-Urengoyskoe license as the basis for optimizing exploration and field development patterns / A.V. Khramtsova, S.I. Pakhomov, N.Yu. Natchuk, M.P. Kalashnikova, S.V. Romashkin, A.D. Musikhin, N.G. Semenova // Georesursy = Georesources. – 2020. - pp. 55–61.
51. Mohamed, S. Efara. Best Practices for Designing High-Speed Centrifuge Capillary Pressure Experiments / S. Efara Mohamed, Strahinja Markovic, Anton Ryabukhin, Emad W. Al-Shalabi, Waleed Alameri // OnePetro; ADIPEC. - Abu Dhabi, UAE, 2024.
52. Morrow, N.R. Wettability and Its Effect on Oil Recovery / N.R. Morrow // Journal of Petroleum Technology, 42, 1476-1484. – 1990.
53. O'Meara Jr., D.J. Centrifuge Measurements of Capillary Pressure / D.J. O'Meara Jr., W.O. Lease // SPE Journal. – 1983.
54. Owens, J. Effective Petrophysics models leading to Business Decisions / J. Owens // 73rd EAGE Conference and Exhibition - Workshops 2011. - 2011.
55. Purcell, W. R. Capillary Pressures - Their Measurement Using Mercury and the Calculation of Permeability Therefrom / W.R. Purcell // Journal of Petroleum Technology, 1(02). - 1949. - pp. 39–48.
56. Shai, T.A. Features of the electrical characteristics of hydrophilic and hydrophobic reservoirs of Western Siberia / T.A. Shai, F.Ya. Borkun // Collection of reports of the branch scientific and practical conference of young scientists and specialists "Problems of the development of the oil industry" (Geology – part 1), Tyumen, Publishing House of SibNIINP. – 2003. - p. 173.

57. Shvalyuk, E. New rock typing method for diagenetically modified carbonate reservoirs / E. Shvalyuk, A. Tchistiakov, N. Bah, A. Mukhametdinova, A. Ryabukhin // *Georesursy = Georesources*, 25(4). – 2023. - pp. 203–218.
58. Shvartsev, S.L. General hydrogeology: Textbook. for universities / S.L. Shvartsev. - M.: Nedra, 1996. - 423 p.
59. Tiab, D. Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties / D. Tiab, E.C. Donaldson. – 2015.
60. Webb, P. A. An Introduction to the Physical Characterization of Materials by Mercury Intrusion Porosimetry with Emphasis on Reduction and Presentation of Experimental Data / P.A. Webb // Norfolk, VA: Micromeritics Instrument Corp. – 2001.
61. Withjack, E. M. Computed Tomography for Rock-Property Determination and Fluid-Flow Visualization / E.M. Withjack // *SPE Formation Evaluation*, 3(04). - 1988. - pp. 696-704.