

Казахский национальный исследовательский технический университет  
имени К.И. Сатпаева

УДК 532.5

На правах рукописи

**АКАШЕВА ЖИБЕК КАЙРАТОВНА**

**Исследование течения жидкости в пористой среде  
на основе поромасштабного моделирования**

6D070800 - Нефтегазовое дело

Диссертация на соискание степени  
доктора философии (Ph.D.)

Научный консультант:  
Асилбеков Бакытжан Калжанович, Ph.D.,  
Satbayev University

Зарубежный научный консультант:  
Панфилова Ирина Викторовна, д.ф.-м.н.  
University of Lorraine

Алматы, 2024

## СОДЕРЖАНИЕ

	НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ	4
	ОПРЕДЕЛЕНИЯ	5
	ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	6
	ВВЕДЕНИЕ	8
1	ОБЗОР И АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ПОРОМАСШТАБНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ И МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕЧЕНИЯ ЖИДКОСТИ В ИДЕАЛЬНОЙ ПОРИСТОЙ СРЕДЕ	15
1.1	Анализ современного состояния поромасштабного моделирования	15
1.1.1	Анализ современного состояния численного моделирования	16
1.1.2	Анализ современного состояния поросетевого моделирования	19
1.2	Моделирование течения жидкости в пористой среде	22
1.2.1	Изучение образования языков обводнения при течении двух несмешивающихся жидкостей в идеализированной пористой среде	22
1.2.2	Расчет абсолютной проницаемости пористой среды	25
1.2.3	Расчет относительной фазовой проницаемости для двухфазного течения в капиллярной трубке	28
2	КИСЛОТНАЯ ОБРАБОТКА ОБРАЗЦОВ КАРБОНАТНОГО КЕРНА	34
2.1	Методика проведения эксперимента	34
2.1.1	Подготовка образцов керна	34
2.1.2	Оценка фильтрационно-емкостных свойств	35
2.1.3	Рентгеновская микрокомпьютерная томография	36
2.1.4	Определение минерального состава	36
2.1.5	Фильтрационные испытания кислотных растворов	37
2.2	Результаты исследований	38
2.2.1	Результаты стандартных исследований	38
2.2.2	Определение минерального состава	39
2.2.3	Результаты фильтрационных испытаний	39
2.2.4	Изменение поровой структуры в результате кислотной обработки	41
3	ПОРОМАСШТАБНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК ПОРИСТОЙ СРЕДЫ И ТЕЧЕНИЯ ЖИДКОСТИ	43
3.1	Обработка изображений	43
3.2	Создание цифровых моделей образцов карбонатного керна	44
3.3	Выделение под-образцов	46

4	РАСЧЕТ ГЕОМЕТРИЧЕСКИХ И ТРАНСПОРТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПОРОВОЙ СТРУКТУРЫ ОБРАЗЦОВ КАРБОНАТНОГО КЕРНА	50
4.1	Анализ существующих зависимостей абсолютной проницаемости от других характеристик пористой среды	50
4.2	Степень неоднородности изучаемых образцов	51
4.3	Зависимость связанной пористости от общей пористости	53
4.4	Гидравлическая извилистость	55
4.5	Зависимость абсолютной проницаемости от пористости	56
4.6	Зависимость абсолютной проницаемости от гидравлической извилистости и удельной поверхности	59
4.7	Зависимость абсолютной проницаемости от среднего радиуса пор, радиуса горловин и координационного числа	60
4.8	Чувствительность изменения абсолютной проницаемости к изменениям других характеристик	61
4.9	Изучение влияния кислотной обработки на относительную фазовую проницаемость	62
4.10	Экономическая эффективность	70
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	72
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	75
	ПРИЛОЖЕНИЕ А	89
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б	92
	ПРИЛОЖЕНИЕ В	94
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г	97
	ПРИЛОЖЕНИЕ Д	98

## **НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ**

В настоящей диссертации использованы ссылки на следующие стандарты:  
Закон Республики Казахстан «О науке» от 18.02.2011 г. № 407-IV ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.01.2022 г.);

ГОСО РК 5.04.034-2011: Государственный общеобязательный стандарт образования Республики Казахстан. Послевузовское образование. Докторантура.

Правила присуждения ученых степеней от 31 марта 2011 года № 127;

ГОСТ 7.1-2003. Библиографическая запись. Библиографическое описание. Общие требования и правила составления;

ГОСТ 7.32-2001 (изменения от 2006 г.). Отчет о научно-исследовательской работе. Структура и правила оформления;

ГОСТ 26450.0-85. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств;

ГОСТ 26450.1-85. Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением;

ГОСТ 26450.2-85. Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации.

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В настоящей диссертации применяют следующие термины с соответствующим определением:

Абсолютная проницаемость – это проницаемость пористой среды для однородной жидкости и газа.

Относительная фазовая проницаемость (ОФП) – это отношение эффективной проницаемости к абсолютной проницаемости.

Эффективная проницаемость – это проницаемость пород для данного газа или жидкости при наличии в порах многофазных систем.

Краевой угол смачивания – это угол, образованный между твердой поверхностью и касательной, проведенной к поверхности жидкости.

Пористость – это свойство горных пород, определяемое наличием в ней пустот — пор, трещин и каверн, содержащих нефть, газ и воду.

Общая пористость – это пористость, которая определяется как отношение объема пор к общему объему породы.

Связанная пористость – это пористость, которая определяется как отношение связанных между собой пор к общему объему.

## ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

- $g_{ij}$  – проводимость горловины пор;  
 $\phi_c$  – перколяционный порог пористости;  
 $\phi_{con.}$  – связанная пористость;  
 $\phi_{image}$  – пористость изображения;  
 $\phi_{meas}$  – измеренная пористость;  
 $\mu$  – коэффициент динамической вязкости, Па\*с;  
 $\mu_{nw}$  – вязкость несмачивающей жидкости, Па\*с;  
 $\mu_w$  – вязкость смачивающей жидкости, Па\*с;  
 $\mu$ -КТ – микрокомпьютерная томография;  
APG – velocity weighted average of the pressure gradient (средневзвешанная скорость градиента давления);  
AVF – velocity weighted average of the viscous force (средневзвешенная скорость силы вязкости);  
 $d$  – диаметр цилиндра;  
DNS – Direct Numerical Simulation (прямое численное моделирование);  
 $H$  – ширина канала;  
 $h$  – степень неоднородности;  
 $K$  – абсолютная проницаемость, м<sup>2</sup>;  
 $K_N$  – численное значение проницаемости;  
 $K_{ri}$  – относительная фазовая проницаемость фазы  $i$ ;  
 $K_{simple}$  – проницаемость с использованием простой сетки;  
 $K_{snap}$  – проницаемость с использованием криволинейной сетки;  
 $K_T$  – теоретическое значение проницаемости;  
 $L$  – размер области;  
 $l$  – характерный размер пористой структуры.  
 $M$  – отношение вязкости несмачивающей жидкости к смачивающей;  
 $m_1$  – масса сухого образца;  
 $m_2$  – масса насыщенного образца в воздухе;  
 $m_3$  – масса насыщенного образца в рабочей жидкости;  
 $nw$  – несмачивающая жидкость;  
 $P$  – давление, Па;  
PNM – Pore-Network Modeling (поросетевое моделирование);  
 $PV_{bt}$  – поровый объем закаченной кислоты до момента прорыва;  
 $Q$  – объемный расход;  
 $R$  – радиус цилиндра;  
 $Re$  – число Рейнольдса;  
 $S$  – насыщенность смачивающей жидкостью;  
 $T$  – тензор вязких напряжений;  
 $u$  – скорость, м/с;  
 $V$  – объем, м<sup>3</sup>;  
 $V_{зер.}$  – объем зерен, м<sup>3</sup>;  
 $V_{кисл}$  – объем кислоты, прокаченный через образец до ее прорыва;  
 $V_o$  – объем образца, м<sup>3</sup>;

$V_{п}$  – объем пор, м<sup>3</sup>;  
 $w$  – смачивающая жидкость;  
 $\alpha$  – поправочный коэффициент;  
 $\delta_1$  – отношение диаметра цилиндра к размеру ячейки ( $\delta_1=d/\Delta x$ );  
 $\delta_2$  – отношение параметра  $w$  к размеру ячейки ( $\delta_2=w/\Delta x$ );  
 $\delta_{ж}$  – плотность рабочей жидкости;  
 $\theta$  – краевой угол смачивания, °;  
 $\rho$  – плотность, кг/м<sup>3</sup>;  
 $\sigma$  – коэффициент поверхностного натяжения, Н\*м;  
 $\tau$  – гидравлическая извилистость;  
 $\nu$  – кинематическая вязкость, м<sup>2</sup>/с;  
 $\phi$  – пористость;  
К-К – уравнение Козени-Кармана;  
КО – кислотная обработка;  
 $K_{п}$  – коэффициент открытой пористости, %;  
 $K_{пр}$  – коэффициент абсолютной проницаемости;  
ОФП – относительная фазовая проницаемость;  
ПО – программное обеспечение;  
ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

## ВВЕДЕНИЕ

**Общая характеристика диссертационного исследования.** Настоящая работа посвящена определению характеристик пористой среды и течения жидкости в пористой среде в масштабе пор с помощью поромасштабного моделирования на основе цифровых моделей зерна, построенных с использованием микрокомпьютерной томографии ( $\mu$ -КТ), а также определению зависимости абсолютной проницаемости от других характеристик пористой среды для образцов карбонатного зерна.

**Оценка современного состояния решаемой научной или научно-технологической проблемы (задачи).** В настоящее время по всему миру повышенный интерес исследователей вызывает процесс фильтрации жидкости в пористой среде, так как фильтрационные течения жидкости в пористой среде широко распространены в природе и технике. За рубежом динамично развивается такое направление, как цифровая физика горных пород (digital rock physics), которое позволяет определить характеристики горных пород и прогнозировать характеристики течения жидкости в масштабе пор. Распространены 2 подхода: прямое численное моделирование (direct numerical simulation) и поросетевое моделирование (pore-network modeling). Однако, на территории Казахстана в данный момент времени для определения характеристик пористой среды в основном используют стандартные лабораторные исследования, хотя они являются трудоемкими и ресурсоемкими по времени и финансовым затратам. Большое количество работ посвящено актуальным проблемам механики жидкости и газа во всем мире, в тоже время исследования в области поромасштабного моделирования течения жидкости в пористой среде в масштабе пор является новым направлением для исследований в Республике Казахстан.

Для неразрушающего исследования структуры пористой среды возможно применение  $\mu$ -КТ. В Казахстане рентгеновская томография, с помощью которой возможно изучение образцов зерна имеется только в лаборатории ТОО «КазНИПИмунайгаз», г. Актау. Разрешение рентгеновской томографии в данной лаборатории не позволяет проводить качественные исследования в масштабе пор. Таким образом, рентгеновская томография имеет ограниченное применение и ограниченный круг использования в Казахстане.

Изучение изменения поровой структуры из-за кислотной обработки пород является актуальной задачей в контексте интенсификации добычи углеводородов из карбонатных пластов и закачки  $\text{CO}_2$  в водоносные горизонты для последующего хранения. Требуются исследования в целях достижения максимального прироста абсолютной проницаемости при маленьких объемах закачки кислоты в нефтеносные пласты для повышения нефтеотдачи. Закономерности зависимостей характеристик пористой среды для карбонатных пород могут применяться для гидродинамического моделирования нефтяными и нефтесервисными компаниями, а также для проведения оценки геологических запасов нефти и газа Департаментом по разработке и добычи нефти Министерства РК.



**Основание и исходные данные для разработки темы.** Традиционно характеристики пористой среды и течения жидкости определяются экспериментальными методами на специальном лабораторном оборудовании, однако это требует значительных временных (до 3-5 месяцев) и финансовых ресурсов. Неточность измерительных приборов, неправильные условия эксперимента, неправильная обработка данных, а также случайные и человеческие ошибки при проведении лабораторных экспериментов могут привести к некорректным результатам. Использование компьютерного моделирования позволит сократить количество затрачиваемых временных ресурсов, вместе с тем, моделирование является менее дорогостоящим и ресурсоемким способом.

Имеется большое количество исследований, посвященных зависимости проницаемости от других характеристик пористой среды, однако они не всегда применимы для карбонатных пород, так как рассчитаны для идеальных пористых сред.

В Казахстане оборудование для  $\mu$ -КТ имеется только в лаборатории г. Актау, но на момент проведения стадии экспериментов, оно вышло из строя. Был проведен один эксперимент с использованием медицинской томографии (разрешение 625 микрон) до и после кислотной обработки образцов керна соляной кислотой. Поскольку ее разрешение является грубым, полученные данные не позволили увидеть поровую структуру в 3D и провести поромасштабное моделирование для определения характеристик пористой среды и течения жидкости, а также выявления закономерностей зависимости абсолютной проницаемости от других характеристик пористой среды. Именно поэтому, было принято решение проводить  $\mu$ -КТ за рубежом в лаборатории рентгеновской томографии в Казанском Федеральном Университете.

В данной работе были просканированы 8 образцов карбонатного керна с помощью  $\mu$ -КТ для построения цифровой модели и проведения поромасштабного моделирования в масштабе пор. Было исследовано изменение характеристик пористой среды и течения жидкости после кислотной обработки образцов карбонатного керна соляной кислотой и изучена зависимость абсолютной проницаемости от других характеристик пористой среды.

**Обоснование необходимости проведения данной научно-исследовательской работы.** В Республике Казахстан большая часть трудноизвлекаемых запасов сосредоточена на месторождениях с карбонатными коллекторами. Для улучшения такого метода повышения нефтеотдачи как кислотная обработка призабойной зоны скважины, необходимо исследовать воздействие кислотных растворов на карбонатные породы (скорость закачки и концентрация кислоты) для достижения наивысшего коэффициента нефтеотдачи. Существует необходимость в выявлении зависимости абсолютной проницаемости от других характеристик пористой среды именно для карбонатных пород. Имеющиеся зависимости абсолютной проницаемости от пористости были определены для идеальных пористых сред, что исключает получение достоверных результатов для образцов реальных карбонатных пород. Исследование течения жидкости в пористой среде в масштабе пор с помощью

поромасштабного моделирования позволяет извлекать характеристики пористой среды (абсолютная проницаемость, пористость, удельная поверхность, гидравлическая извилистость, радиус пор, радиус горловин пор, координационное число) и течения жидкости (относительные фазовые проницаемости).

В настоящее время в целях детального изучения пористой структуры породы в 3D для выполнения расчетов по определению характеристик горных пород пользуется популярностью рентгеновская  $\mu$ -КТ. Одним из преимуществ  $\mu$ -КТ является способность визуализации динамических процессов внутри пористой среды путем записи изображений образца в разные моменты времени. Данный подход является неразрушающим для горных пород и в тоже время относительно недорогим. Посредством поромасштабного моделирования определяются макроскопические характеристики образцов, которые впоследствии могут быть применены для анализа скважин или месторождения. Кроме того, появляется возможность проведения многократного моделирования процессов течения жидкости на одном образце горной породы (например, полимерное заводнение, кислотная обработка, закачка поверхностно-активных веществ и т.д.), что имеет стратегическое значение для эффективного использования природных ресурсов нефти и газа.

Применение  $\mu$ -КТ позволит нефтяным и нефтесервисным компаниям сформировать цифровую базу образцов кернов, что значительно облегчит процесс доступа для последующей работы. Важно отметить, что моделирование на цифровых моделях образцов керна, полученных с помощью  $\mu$ -КТ, проводится впервые в Казахстане.

Таким образом, в настоящее время в Республике Казахстан и во всем мире необходимы исследования течения жидкости в пористой среде именно в масштабе пор для оптимизации процессов, происходящих в пористой среде. Другими словами, необходим поиск альтернативного метода определения характеристик пористой среды и течения жидкости, который будет достоверным, и в тоже время эффективным с точки зрения затрат времени, финансов и ресурсов.

**Сведения о планируемом научно-техническом уровне разработки.** Научные результаты, полученные в рамках выполнения данной диссертации, позволят определять характеристики пористой среды и течения жидкости на основе поромасштабного моделирования без проведения ресурсоемких лабораторных экспериментов. Будут установлены закономерности зависимости абсолютной проницаемости от других характеристик пористой среды для карбонатной породы.

**Патентные исследования и выводы из них.** В рамках выполнения данной диссертации планируется получение авторского свидетельства на альтернативный метод определения характеристики образца карбонатного керна.

**Сведения о метрологическом обеспечении диссертации.** Лабораторные исследования проводились на современном оборудовании лаборатории «Рентгеновская микрокомпьютерная томография» Казанского Федерального

Университета, г. Казань. Оборудование проходит ежегодную поверку и калибровку.

**Актуальность.** Абсолютная и относительные фазовые проницаемости играют важную роль при разработке нефтегазовых месторождений, закачке CO<sub>2</sub> в пласты с целью дальнейшего хранения, а также миграции загрязнителей в подземных водоносных слоях. Имеется необходимость в конкретных зависимостях между абсолютной проницаемостью и другими свойствами образцов. Широко используемым соотношением является уравнение Козени-Кармана, которое связывает абсолютную проницаемость с пористостью, удельной поверхностью пор и гидравлической извилистостью. Однако, уравнение Козени-Кармана предсказывает некорректные значения абсолютной проницаемости для большинства образцов реальных горных пород, поскольку было получено эмпирически для идеализированной пористой среды из одинаковых капиллярных трубок, и поэтому имеется необходимость в исследовании зависимости абсолютной проницаемости от других свойств, которая будет применима для широкого диапазона образцов.

Изменение микроструктуры образцов горных пород может оказывать сильное влияние на совместное течение жидкостей в поровом пространстве. В условиях постоянного развития нефтегазодобычи и потребности в эффективных методах улавливания и хранения CO<sub>2</sub>, изучение поровой структуры карбонатных образцов при взаимодействии с кислотными растворами становится особенно актуальным. Карбонатные породы не только являются неотъемлемой частью нефтяной индустрии, но и могут способствовать экологической устойчивости за счет улавливания и хранения углекислого газа в них.

**Научная новизна** диссертации заключается в установлении закономерности влияния кислотной обработки карбонатных образцов на характеристики течения одно- и двухфазной жидкости с помощью рентгеновской томографии и поромасштабного моделирования. Аналогов подобных исследований в Казахстане не имеется.

**Связь данной работы с другими научно-исследовательскими работами.** Данная диссертация выполнена в рамках научных проектов «Исследование влияния режимов растворения образцов карбонатного керна на характеристики течения двухфазной жидкости сквозь него в масштабе пор» от Министерства образования и науки Республики Казахстан по приоритету «Рациональное использование природных ресурсов, в том числе водных ресурсов, геология, новые материалы и технология, безопасные изделия и конструкции», по подприоритету «Геология и разработка месторождений полезных ископаемых» ИРН №АР08052055 (2020-2022) и «Прогнозирование характеристик пористой среды с учетом режимов растворения породы в масштабе пор на основе машинного обучения» от Министерства образования и науки Республики Казахстан по приоритету «Геология, добыча и переработка минерального и углеводородного сырья, новые материалы, технология, безопасные изделия и конструкции», по подприоритету «Геология и разработка месторождений полезных ископаемых», ИРН №АР09058419 (2021-2023).

**Целью** диссертации является изучение влияния изменения поровой структуры карбонатных образцов из-за взаимодействия с кислотными растворами на характеристики течения одно- и двухфазной жидкости, а также влияние на геометрические параметры образцов.

**Предметом** исследования данной диссертации являются характеристики течения одно- и двухфазной жидкости в пористых средах и геометрические параметры образцов.

**Объектом** исследования данной диссертации являются образцы карбонатного керна.

**Задачи исследования:**

1. Провести обзор и анализ современного состояния изучаемой тематики в мире и Казахстане;
2. Провести моделирование течения одно- и двухфазной жидкостей в идеализированных пористых средах;
3. Разработать процедуру проведения лабораторных экспериментов и провести серию экспериментов по закачке кислотных растворов в образцы карбонатного керна и их сканирование с помощью рентгеновского томографа до и после кислотной обработки;
4. Провести статистическую реконструкцию изображений образцов до и после кислотной обработки, а также создать их 3D цифровые модели;
5. Провести расчет характеристик образцов на основе статистической реконструкции изображений;
6. Провести расчет абсолютной проницаемости и гидравлической извилистости с использованием поромасштабного моделирования;
7. Провести расчет относительных фазовых проницаемостей при течении двухфазной жидкости с использованием поромасштабного моделирования.

**Научная гипотеза.** Цель по замене физических экспериментов для определения характеристик течения жидкости и пористой среды при помощи поромасштабного моделирования будет достигнута, если при помощи  $\mu$ -КТ и поромасштабного моделирования будут определены с достаточной точностью такие характеристики течения жидкости и пористой среды как: абсолютная проницаемость, пористость, распределение пор по размерам, радиус пор, гидравлическая извилистость, удельная поверхность, относительная фазовая проницаемость.

**Практическая значимость** работы заключается определении зависимости абсолютной проницаемости от других характеристик пористой среды для карбонатных пород, так как многие имеющиеся зависимости были получены для идеальных пористых сред, а не на основе использования образцов реального керна. Альтернативный метод определения характеристик пористой среды и течения жидкости позволит хотя бы частично заменить проведение временнозатратных и ресурсоемких физических экспериментов с использованием специального лабораторного оборудования. Полученные зависимости абсолютной проницаемости от других характеристик пористой среды для карбонатных пород возможно использовать при прогнозировании разработки и добычи нефти с месторождений с карбонатными породами.

**Место задач в выполнении научно-исследовательской работы или экспериментально-исследовательской работы в целом.** В ходе выполнения исследования будет проведен обзор и анализ современного состояния изучаемой тематики в мире и Казахстане, будет проведено моделирование течения одно- и двухфазной жидкостей в идеализированных пористых средах, будет разработана процедура проведения лабораторных экспериментов, а также будут проведены эксперименты по закачке кислотных растворов в образцы карбонатного керна, будет проведено сканирование с помощью рентгеновского томографа, будет проведена статистическая реконструкция изображений образцов карбонатного керна до и после кислотной обработки, будут созданы их 3D цифровые модели; будут проведены следующие расчеты: расчет характеристик образцов на основе статистической реконструкции изображений, расчет абсолютной проницаемости и гидравлической извилистости, относительных фазовых проницаемостей при течении двухфазной жидкости.

**Методологическая база.** В рамках данной диссертации для достижения поставленных целей использовались: инструмент моделирования течения одно- и двухфазной жидкостей OpenFoam®; методы/методологии проведения физических экспериментов на образцах карбонатного керна; статистическая реконструкция образцов на основе их томографических снимков; инструменты моделирования течения одно- и двухфазной жидкости Avizo® и PnFlow®; аналитические методы. Таким образом, методы, используемые в рамках диссертации, являются описательными и экспериментальными.

**Положения, выносимые на защиту:**

1. Наибольший прирост абсолютной проницаемости образцов карбонатного керна достигается при закачке 18% раствора соляной кислоты при скоростях 4 и 8 мл/мин с минимальным расходом раствора;
2. Связь связанной и общей пористостей образцов карбонатного керна подчиняется параболическому закону;
3. Кислотная обработка образцов карбонатного керна изменяет зависимость между абсолютной проницаемостью и пористостью, при этом степенной показатель значительно превышает значение данного показателя в уравнении Козени-Кармана;
4. С увеличением прироста абсолютной проницаемости образцов карбонатного керна снижается остаточная насыщенность нефти.

**Личный вклад автора** заключается в проведении обзора и анализа литературы по теме диссертационной работы, постановке темы и определении задач для достижения цели, проведении численного моделирования, проведении сканирования  $\mu$ -КТ, проведении экспериментальных исследований, проведении поромасштабного моделирования, обработке и анализе полученных результатов, интерпретации полученных результатов.

**Апробация работы.** Материалы диссертации докладывались и обсуждались на международных конференциях:

- Международная научно-практическая конференция «Сатпаевские чтения – 2019», (г. Алматы, Казахстан, 2019);

- 2-я международная научная конференция «Альтернативные источники энергии, материалы и технологии» (AESMT'19), (г. София, Болгария, 2019);
- 7-я международная конференция «Наноматериалы и передовые системы хранения энергии» (INESS-2019), (г. Алматы, Казахстан, 2019);
- Международная научно-практическая конференция «Сатпаевские чтения – 2020», (г. Алматы, Казахстан, 2020);
- Международная научно-практическая конференция «Вычислительные и информационные технологии в науке, технике и образовании» (CITech-2020), (г. Алматы, Казахстан, 2020);
- Виртуальная ежегодная Каспийская техническая конференция SPE 2020 (онлайн, 2020).

**Публикации.** Основные результаты исследования изложены в 1 статье в международных, рецензируемых журналах, входящих в базу данных Scopus/Web of Science, 5 статьях в изданиях из перечня, утвержденных Комитетом по обеспечению качества в сфере науки и высшего образования Республики Казахстан, 6 докладах на международных научно-практических конференциях, 6 статьях в других научных журналах, 1 авторском свидетельстве и 1 монографии.

**Объем и структура диссертации.** Диссертационная работа состоит из введения, четырех разделов, заключения, списка использованных источников, содержащего 185 наименований, и 5 приложений. Работа изложена на 98 страницах текста, содержит 46 рисунков и 18 таблиц в основной части, а также 26 рисунков и 1 таблицу в приложении.

# **1 ОБЗОР И АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ПОРОМАСШТАБНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ И МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕЧЕНИЯ ЖИДКОСТИ В ИДЕАЛЬНОЙ ПОРИСТОЙ СРЕДЕ**

В данном разделе представлены обзор и анализ современного состояния исследований характеристик пористой среды и течения жидкости в масштабе пор на основе поромасштабного моделирования с использованием  $\mu$ -КТ. Для верификации методики поромасштабного моделирования было проведено моделирование течения одно- и двухфазной жидкостей в идеализированных пористых средах. Приводятся результаты расчетов характеристик идеальной пористой среды и течения жидкости: исследование процесса образования языков обводнения при течении двух несмешивающихся жидкостей, расчет абсолютной проницаемости пористой среды, а также расчет относительной фазовой проницаемости для двухфазного течения в капиллярной трубке.

## **1.1 Анализ современного состояния поромасштабного моделирования**

В данном подразделе приводятся обзор и анализ современного состояния поромасштабного моделирования в мире и в Казахстане. Течение жидкости в пористой среде имеет значение для нефтегазовой индустрии, медицины, проектирования различных пористых материалов [1], а также при рациональном использовании водных ресурсов. Процесс течения жидкости в пористой среде представляет собой особый интерес для инженеров и ученых из-за применения третичных методов повышения нефтеотдачи [2, стр.2]. Для изучения течения жидкости в пористой среде возможно применение поромасштабного моделирования [3]. Моделирование многофазного течения является сложной задачей из-за большого различия соотношения плотности и/или вязкости при таких типах течения как вода/нефть, вода/газ, газ/нефть и вода/нефть/газ в углеводородных пластах [4]. Для более глубокого понимания процесса двухфазного течения в пористой среде, необходимо исследовать нестабильность образования языков обводнения, а также влияние краевого угла смачивания на поведение жидкости в пористой среде.

Моделирование течения двухфазной жидкости в пористой среде на уровне пор способствует прогнозированию свойств течения без проведения физических экспериментов. Как известно, лабораторные исследования по определению свойств пористой среды и течения жидкости имеют ряд недостатков [5-8]. Проведение разнообразных лабораторных экспериментов на одних образцах керна невозможно, поскольку такие эксперименты разрушают сами образцы [9, 10]. В этих целях используется моделирование процессов течения на цифровых моделях образцов [11-13]. Среди наиболее распространенных методов расчета геометрических и гидродинамических свойств выделяются: поросетевое моделирование [14, 15], метод решетки Больцмана [16-19], а также численное решение уравнений Навье-Стокса с использованием методов конечной разницы, конечных элементов или конечного объема [20-22].

### 1.1.1 Анализ современного состояния численного моделирования

Численные модели течения жидкости в пористых средах, использующие точную геометрию в качестве входных данных включают метод объема жидкости [23-25], гидродинамика сглаженных частиц [26], функция установки уровня (level-set function) [27, 28] и функциональный метод плотности [29].

Двухфазное течение несмешивающихся жидкостей в пористой среде обусловлено разнообразными силами. К ним относятся смачиваемость горной породы и градиент давления на границах области течения. Силы вязкости, в свою очередь, противодействуют движению замедляя поток. Баланс этих сил контролирует процессы в порах и определяет макроскопическое поведение потока [25]. Для описания поведения жидкости на макроскопическом уровне определяются две характеристики: абсолютная и относительная фазовая проницаемости. В работе [30] описана разработка набора инструментов для численного моделирования многофазного течения в пористой среде с помощью ПО OpenFOAM®, включающее наиболее распространенные модели эффективных свойств (относительная фазовая проницаемость, капиллярное давление) и граничные условия для течения в пористой среде.

Существуют модели, которые точно моделируют течение вблизи контактной линии. Однако, точный расчет характеристик течения (скорость, давление, краевой угол смачивания и т.д.) вблизи контактной линии является сложной задачей из-за сильной неоднородности и неупорядоченности пористой породы, поэтому результаты расчета могут быть неточными. Основной проблемой при моделировании двухфазного течения в пористой среде является выбор граничного условия на контактной линии, образованной пересечением границы раздела жидкостей с твердой поверхностью. Одна из самых популярных упрощенных моделей – задание граничного условия скольжения Навье на твердой поверхности [31].

В работе [32] были дискретизированы уравнения Навье – Стокса путем использования метода конечных объемов (finite volume method), для определения местоположения границ раздела использовался метод объема жидкости (volume of fluid). Численные расчеты показали, что смачиваемость, поверхностное натяжение и градиент давления оказывают очевидное влияние на двухфазное течение в очень маленьком и сложном поровом пространстве. В работе [33] абсолютная проницаемость пористой среды рассчитывается численно при низких числах Рейнольдса для ньютоновских и неньютоновских жидкостей.

Многие численные решения при движении контактной линии зависят от шага сетки. В работе [34] представлена модель динамического краевого угла смачивания, зависящая от размера сетки, с применением граничных условий прилипания и условия скольжения Навье. Когда одна из жидкостей вытесняет другую, контактная линия движется по твердой поверхности. Это граничное условие устраняет сингулярность напряжений на контактной линии.

В работе [35] исследуется образование языков обводнения клиновидной формы при двухфазном течении несмешивающихся жидкостей при двух типах вытеснения: дренаж или пропитка. В работе [36] пришли к выводу, что



эффективность вытеснения зависит от силы гравитации, коэффициента вязкости и числа Пекле. В случае, когда закачиваемая жидкость имеет более высокую подвижность чем вытесняемая жидкость, данное вытеснение становится нестабильным и приводит к образованию макроскопических вязких языков обводнения [37]. В работе [38] используется численное решение уравнений Навье-Стокса для исследования двухфазного течения несжимаемой жидкости при различных соотношениях вязкости, поверхностного натяжения и типах вытеснения (дренаж или пропитка).

В работе [39] приведены выводы расчета течения вязкой жидкости через пористую среду, которая представлена случайным расположением пронизаемых сфер равного радиуса на основе численного моделирования течения несжимаемой жидкости. Для решения уравнений Навье-Стокса на поромасштабном уровне применялся проекционный метод с использованием шахматной сетки. Авторы численно рассчитали проницаемость пористой среды и сравнили с численным решением уравнения решетки Больцмана [40]. В работе [41] представлены результаты численного моделирования течения несжимаемой вязкой жидкости в пористой среде на поромасштабном уровне. Для нахождения числа Рейнольдса, ниже значения, которого течение жидкости подчиняется закону Дарси, численно решаются уравнения Навье-Стокса для несжимаемой жидкости в нерегулярных областях с использованием проекционного метода на шахматной сетке. Пористая среда представлена периодически расположенными цилиндрами. Авторы рассчитали пористость и сравнили ее значения с теоретическими значениями пористости, которые основаны на численном решении уравнения решетки Больцмана в нерегулярных областях. Использованный метод имеет достаточную точность для пористости в пределах от 0,2 до 0,8.

Существуют приближенные решения для численного расчета проницаемости простых пористых сред, состоящих из периодически расположенных цилиндров [42-46]. В работе [47] проведен численный расчет проницаемости волокнистой пористой среды при течении однофазной жидкости. Численным путем было найдено число Рейнольдса для изотропных и анизотропных пористых сред, ниже которого течение подчиняется линейному закону Дарси. В работе [48] численно решаются уравнения Навье-Стокса для несжимаемой жидкости. Насыщенность и перепад давления зависят от размера сетки, так как численная длина скольжения влияет на характер течения жидкости в пористой среде. В работе [49] моделируется двухфазное течение через пористую среду путем численного решения несжимаемых уравнений Навье-Стокса для двухфазного обтекания кругового цилиндра с радиусами от 0,1 до 0,4 на простых и криволинейных сетках. Для более крупной сетки влияние численной длины скольжения меньше, чем для более мелкой сетки, также чем больше значение отношения вязкости или поверхностного натяжения, тем меньше влияние численной длины скольжения. Результаты показывают, что движение контактной линии существенно зависит не только от микроструктуры пористой среды, но и от свойств жидкости (соотношения вязкости, поверхностного натяжения и т. д.).

Многие работы [50-57] посвящены определению оптимальной скорости закачки, разработке модели образования и роста червоточин, изучению влияния режимов кислотной обработки на породы. В работе [58] экспериментально изучается образование червоточин на образцах гипса. Авторы приводят степенную зависимость основных геометрических характеристик, таких как количество червоточин, общая площадь поверхности, объем и извилистость от расхода закачки воды. Показано, что с увеличением расхода воды вышеперечисленные характеристики растут.

В статье [59] численно моделируется кислотная обработка карбонатных пород при различных скоростях закачки HCl. Были найдены зависимости объема кислоты, необходимой для прорыва, от скорости закачки, исследовалось влияние размера зерна на процесс кислотной обработки в масштабе пор и в масштабе Дарси. В работе [60] проведены численные расчеты кислотной обработки карбонатной породы в 2D на основе двумасштабной математической модели и сделаны выводы, что структура червоточины меняется от каналовидной формы до разветвлённой формы из-за увеличения масштаба области. Также на оптимальный поровый объем кислоты, необходимой для разрыва, оказывает влияние изменение масштаба области. Авторы работы [61] показали, что при высоких расходах растворов наблюдается более разветвленная структура червоточин и требуется больший поровый объем раствора для прорыва.

Исследования зависимости ОФП и капиллярного давления от режимов кислотной обработки зерен соляной кислотой имеют значительную важность [62]. В работе [63] были проведены лабораторные эксперименты по линейному заводнению зерна для изучения эффективности образования червоточин при применении модифицированной кислотной обработки на двух различных образцах зерна. В статье [64] приведены лабораторные результаты по обработке шести образцов карбонатного зерна соляной кислотой с концентрацией 15%. В результате экспериментов было определено, что кислотная обработка неэффективна для образцов зерна с низкой абсолютной проницаемостью. При низких показателях абсолютной проницаемости кислота не могла проникнуть в зерно и образовать червоточины. Отсюда был сделан вывод, что скорость закачки кислоты сильно влияет на процесс образования червоточин.

Результаты исследований [65-68] свидетельствуют о том, что в процессе кислотной обработки пород в масштабе пор происходит ряд физических и химических процессов, которые оказывают влияние на изменение микроструктуры пористой среды. Изменения пористой среды и соотношения пористости и абсолютной проницаемости зависят от разнообразных факторов, включая неоднородность породы, а также скорость закачки кислоты и ее химический состав.

В рамках исследования топологии пористой среды и геометрии пор было разработано несколько моделей поровой сети [69, 70]. В контексте кислотной обработки породы, эти существующие модели используют сеть сферических пор, соединенных между собой цилиндрическими каналами, чтобы моделировать процессы реагирующего течения [71, 72]. Эти цифровые модели обеспечивают соотношение пористость-проницаемость, которое зависит от

условий кислотной обработки. Это является ключевым аспектом для создания моделей больших масштабов. В исследованиях, описанных в работах [73, 74], было отмечено, что при низких скоростях закачки кислотного раствора, масштаб исследуемой области, имел значительное влияние на оптимальный процесс кислотной обработки. В то время, как при высоких скоростях закачки, влияние размера области на оптимальные условия оказывалось незначительным.

### **1.1.2 Анализ современного состояния поросетевого моделирования**

Моделирование с использованием цифровых моделей реальных горных пород позволяет достоверно предсказывать характеристики течения одной и двухфазной жидкостей без необходимости проведения трудоемких физических экспериментов. Поросетевое моделирование (Pore-Network Modeling – PNM) имеет важное преимущество в том, что требует меньшей вычислительной мощности компьютера, чем прямое численное моделирование (Direct Numerical Simulation DNS). Следовательно, поросетевое моделирование предлагает наиболее быстрый и проверенный подход к прогнозированию ОФП и капиллярного давления [75].

Микроструктуру геологических пористых сред можно получить при помощи таких методов, как оптическая микроскопия, флуоресцентная световая микроскопия [76, 77], СЭМ [78-79], сфокусированная ионно-лучевая нанотомография и рентгеновская микрокомпьютерная томография ( $\mu$ -КТ). Более подробно данные методы описаны в работе [80].

Методы на основе изображений требуют наличия  $\mu$ -КТ или средств визуализации на основе рентгеновских лучей для получения трехмерного изображения образца [81]. Метод рентгеновской компьютерной томографии позволяет регистрировать и анализировать внутреннюю структуру объекта без нарушения его структуры и целостности [82]. В данной диссертации использовался метод  $\mu$ -КТ, так как сейчас именно он считается всесторонним и достоверным методом определения характеристик без разрушения исследуемого образца в масштабе от микрон до миллиметра. Подробное описание рентгеновской томографии приведено в работе [83].  $\mu$ -КТ была предложена в 1972 г. Годфри Хаунсфилдом и Алланом Кормаком, удостоенными за это Нобелевской премии. Метод основан на измерении и компьютерной обработке разности ослабления рентгеновского излучения в зависимости от изменения плотности и атомного состава вещества.

Рентгеновская томография основана на получении серии изображений, которые преобразуются в объемную модель при помощи ПО. Образец размещается в специальном держателе, медленно вращающемся на  $360^\circ$ . Скорость вращения вокруг вертикальной оси влияет на количество снимков и результат моделирования [84]. Выделяется четыре уровня детализации масштаба: макроструктура ( $>1$  мм), мезоструктура (0,2–1 мм), микроструктура (1–100 мкм) и наноструктура ( $< 1$  мкм) [85].

На рисунке 1 изображена типичная установка рентгеновской КТ, состоящая из источника рентгеновского излучения и детектора.

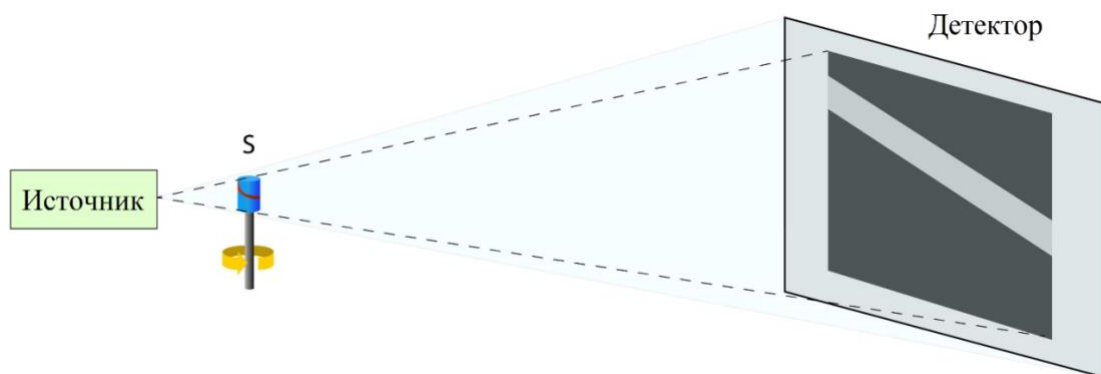


Рисунок 1 – Схематическое изображение лабораторной установки  $\mu$ -КТ

Образец размещается между источником рентгеновского излучения и детектором для записи рентгенограммы на детекторе. Интенсивность рентгеновского излучения зависит от толщины, состава и плотности исследуемого образца [86]. Полученные рентгенограммы преобразуются в трехмерный объем. Применение цифровой модели, представленной в исследованиях [87-89] для понимания процесса течения многофазных жидкостей в пористых средах ограничено, поскольку она основана на упрощенной геометрии и физике, что снижает ее эффективность для прогнозирования [90].

Недостатком PNM является его низкая эффективность в случаях неточной геометрии. Основным ограничением прямых методов выступают необходимость больших вычислительных ресурсов и сложность определения граничных условий [91-96]. Для решения этих ограничений часто используется декомпозиция предметной области и параллельные вычисления. Другим решением для преодоления вычислительных ограничений является использование машинного обучения для имитации поведения сложных твердотельных и жидкостных систем.

Использование  $\mu$ -КТ и численных расчетов для оценки характеристик горных пород ознаменовало начало цифровой физики горных пород. Эта область разрабатывается с целью поддержать и дополнить традиционные лабораторные исследования в области оценки свойств горных пород [97]. Использование  $\mu$ -КТ-скана с полным разрешением требует больших вычислительных ресурсов. Поэтому можно использовать репрезентативные под-объемы или уменьшенное числовое разрешение, поскольку вычислительные ресурсы ограничены [33].

Как известно, управление процессом заводнения имеет первостепенное значение для контроля процесса добычи, так как может приводить к преждевременному обводнению [98]. Поэтому, в работе [99] использовали рентгеновскую  $\mu$ -КТ для получения трехмерных изображений карбонатной породы-коллектора, насыщенной сырой нефтью и пластовой водой в подземных условиях для характеристики трехфазного течения, включая смачиваемость, заполнение пор и механизмы вытеснения в масштабе пор. В работе [100] были построены цифровые модели с использованием опубликованных изображений  $\mu$ -КТ шести образцов реального керна с сайта открытого доступа Imperial College [101-106], а также были рассчитаны свойства пористой среды и течения двухфазной жидкости. Объемная визуализация, подготовка порового

пространства и построение цифровых моделей были выполнены с использованием ПО Avizo®. Для прогнозирования эффективной пористости, абсолютной проницаемости, капиллярного давления и относительной фазовой проницаемости для 2 типов вытеснения (дренаж и пропитка) использовался двухфазный код (PnFlow) [107]. Результаты эффективной пористости и абсолютной проницаемости были сравнены для Avizo® и PnFlow, при этом стоит отметить, что разница между результатами расчетами незначительна.

В PNM пустотное пространство породы представляется сетью пор, которые соединяются между собой горловинами. Также на макроскопические свойства значительное влияние оказывает распределение пор по размерам. В работе [109] была проведена оценка проницаемости всех горловин пористой среды с использованием метода решетки Больцмана, а затем эти данные использовались в PNM. Применение метода решетки Больцмана для каждой горловины позволяют достичь точного описания потока жидкости, однако для данного алгоритма необходима большая вычислительная мощность.

В работе [110] были просканированы образцы карбонатного керна с помощью рентгеновской  $\mu$ -КТ, а также были построены цифровые модели образцов для понимания течения жидкости в сложных пористых средах. Авторы исследования [111] спрогнозировали ОФП и капиллярное давление для песчаника и карбонатных пород с помощью  $\mu$ -КТ. В работе [112] использовали  $\mu$ -КТ для измерения ОФП и капиллярного давления на образце песчаника при проведении лабораторных экспериментов по заводнению. ОФП рассчитывалась на основе перепада давления, а насыщенность определялась на основе изображений. В работе [113] для изучения процессов вытеснения во время вытеснения использовались рентгеновская  $\mu$ -КТ и установка для стационарного течения. Были измерены ОФП и капиллярное давление на образце карбонатной породы, а также использовались изображения в масштабе пор для измерения радиуса кривизны, на основе чего было рассчитано локальное капиллярное давление. ОФП была определена на основе измеренных насыщенности и перепада давления в образце.

В работе [114] были представлены результаты анализа влияния неоднородности на основные характеристики образцов реального керна. Значение абсолютной проницаемости было вычислено с помощью поромасштабного моделирования и уравнения Козени-Кармана для определения характеристик пористой среды в масштабе пор для четырех различных цифровых моделей образцов горных пород на основе  $\mu$ -КТ, которые были получены с сайта Имперского Колледжа Лондона [115]. Результаты расчета абсолютной проницаемости с помощью поросетевого моделирования и метода Козени-Кармана были сопоставлены с данными прямого численного моделирования с сайта Имперского колледжа Лондона. Для песчаников было замечено хорошее приближение между поросетевым моделированием и прямым численным моделированием, а метод Козени-Кармана продемонстрировал отклонение со значениями прямого численного моделирования. Для карбонатного образца было замечено отклонение между поросетевым моделированием и прямым численным моделированием.

В работе [116] при кислотной обработке карбонатных пород разбавленной соляной кислотой исследовали изменения начальных значений абсолютной проницаемости, пористости и распределения пор по размерам. В работе [117] исследовали растворение известняка во время эксперимента по закачке воды, обогащенной  $\text{CO}_2$ . Авторы измерили изменения пористости и проницаемости, возникающие в результате модификации геометрии поровой сети и границы раздела жидкость-порода, используя изображения  $\mu$ -КТ.

В работе [118] извлекли пористую структуру образцов песчаника Береа с помощью сканированных изображений  $\mu$ -КТ с высоким разрешением, затем рассчитали относительную фазовую проницаемость с помощью модели Больцмана и выполнили моделирование на цифровой модели, реконструированной из сканированных  $\mu$ -КТ изображений. В работе [119] были извлечены репрезентативные сети поровых каналов, чтобы вычислить среднее координационное число и оценить изменения в распределении пор и каналов по размерам, а затем сравнили структуру пор и их связанность, используя методы анализа изображений и моделирования в масштабе пор.

## **1.2 Моделирование течения жидкости в пористой среде**

В данном подразделе все численные расчеты выполнены с помощью программы решения уравнений InterFoam [120] в библиотеке конечных объемов специализированного ПО OpenFOAM® [121]. Визуализация выполнена с использованием ПО Paraview® [122]. Данные расчеты необходимы для верификации методики расчета характеристик течения жидкости (ОФП) в пористой среде на основе поромасштабного моделирования. Были исследованы следующие случаи: процесс образования языков обводнения клинообразного типа при течении двух несмешивающихся жидкостей в канале (поведение фронта вытеснения при различных значениях краевого угла смачивания и размера сетки); расчет абсолютной проницаемости пористой среды; расчет ОФП для двухфазного течения жидкости в канале.

### **1.2.1 Изучение образования языков обводнения при течении двух несмешивающихся жидкостей в идеализированной пористой среде**

Понимание структуры порового пространства и корректной оценки смачиваемости становится важной задачей для эффективной добычи углеводородов, т.к. смачиваемость влияет на коэффициенты начальной и остаточной водо- и нефтенасыщенности, ОФП и вытеснение в целом. Для повышения эффективности процесса вытеснения нефти, выявления поведения фронта вытеснения, а также повышения коэффициента вытеснения нефти путем подбора оптимального вытесняющего агента требуется исследование процесса образования языков обводнения.

Целью данного подраздела является исследование процесса образования языков обводнения клинообразного типа между двумя несмешивающимися жидкостями во время течения в идеализированной пористой среде с различными краевыми углами смачивания при дренаже и пропитке. В данной диссертации под дренажом подразумевается уменьшение насыщенности смачиваемой

жидкости, а под пропиткой – увеличение насыщенности смачиваемой жидкости. Исследуется при каком размере сетки получаются корректные результаты расчета, а также наблюдается как развивается фронт вытеснения при изменении краевого угла смачивания (угол, образованный между твердой поверхностью и касательной, проведенной к поверхности жидкости).

Языки обводнения могут привести к уменьшению нефтеотдачи за счет просачивания воды или газа в пористую среду нефтегазоносного пласта. Из-за неоднородности коллекторов наблюдаются такие проблемы как ранние прорывы воды и низкие коэффициенты извлечения нефти [123].

При движении контактной линии по твердой поверхности на жидкость действуют три силы (предполагаем, что сила тяжести пренебрежимо мала): инерционная, вязкая и сила поверхностного натяжения [34]. На гистерезис краевого угла смачивания оказывают влияние скорость движения контактной линии между двумя жидкостями и поверхностью [1].

Двухфазное течение в однородной пористой среде подчиняется закону Дарси [124]. Так как процесс вытеснения является неустановившимся, используются уравнения Навье-Стокса для течения несжимаемых вязких жидкостей. Средняя скорость жидкости  $i$  рассчитывается по формуле:

$$\langle u_i \rangle = \int \frac{u_i dV}{V}, \quad (1)$$

где  $V$  – общий объем.

На рисунках 2-5 жидкость  $nw$  является несмачивающей, а жидкость  $w$  является смачивающей. На рисунке 2 представлены результаты расчетов при дренаже для краевых углов смачивания  $\theta=45^\circ$  и  $\theta=70^\circ$  при сетках  $1280 \times 128$  и  $2560 \times 256$ , соответственно.

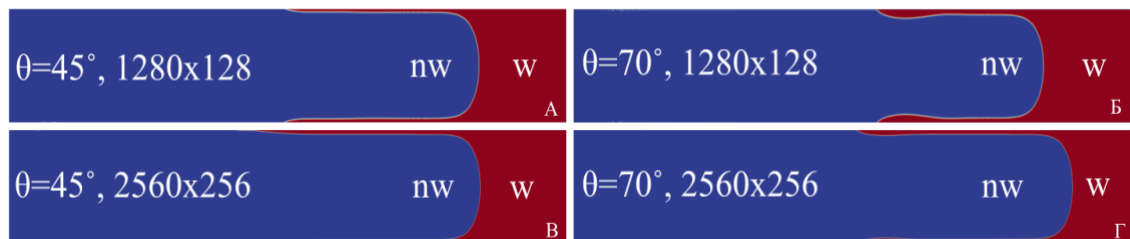


Рисунок 2 – Дренаж,  $1280 \times 128$ :  $\theta=45^\circ$  (А),  $\theta=70^\circ$  (Б);  $2560 \times 256$ :  $\theta=45^\circ$  (В),  $\theta=70^\circ$  (Г)

Как видно из рисунка 2, для краевого угла смачивания  $\theta=45^\circ$  язык обводнения развивается практически идентично при сетках  $1280 \times 128$  и  $2560 \times 256$ . В то же время, для краевого угла смачивания  $\theta=70^\circ$  развитие фронта вытеснения продвигается дальше для сетки  $2560 \times 256$ , чем для  $1280 \times 128$ , хотя первый вариант позволяет получить более правильный расчет. Для оптимизации временных и вычислительных ресурсов дальнейшие расчеты для краевых углов смачивания от  $\theta=5^\circ$  до  $\theta=90^\circ$  проводятся с использованием сетки  $1280 \times 128$ .

На рисунке 3 представлены результаты при дренаже для краевых углов смачивания  $\theta=20^\circ$ ,  $\theta=50^\circ$ ,  $\theta=65^\circ$  и  $\theta=90^\circ$  при сетке 1280x128.

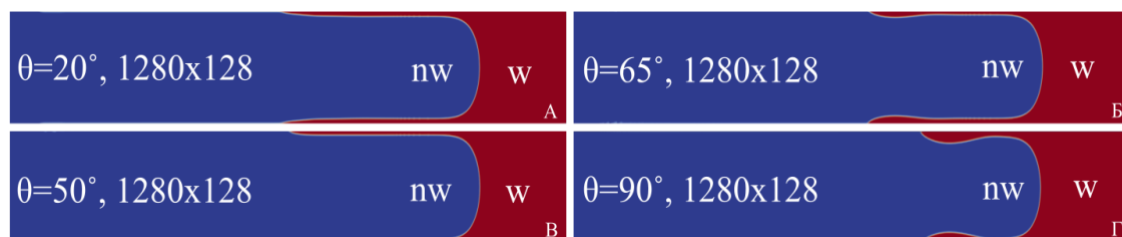


Рисунок 3 – Дренаж, 1280x128:  $\theta=20^\circ$ (А),  $\theta=65^\circ$  (Б),  $\theta=50^\circ$ (В),  $\theta=90^\circ$ (Г)

Как показано на рисунке 3, в случае дренажа при сетке 1280x128 для краевого угла смачивания  $\theta=90^\circ$  наблюдается отличающаяся форма фронта вытеснения при сравнении с краевыми углами смачивания  $\theta=20^\circ$ ,  $\theta=50^\circ$  и  $\theta=65^\circ$ . Это говорит о том, что краевой угол смачивания значительно влияет на ОФП, фронт вытеснения, а также эффективность вытеснения.

На рисунке 4 представлены результаты расчетов при дренаже для краевого угла смачивания  $\theta=55^\circ$  при сетках 640x64 и 1280x128 и для краевого угла смачивания  $\theta=60^\circ$  при сетках 1280x128 и 2560x256, соответственно.

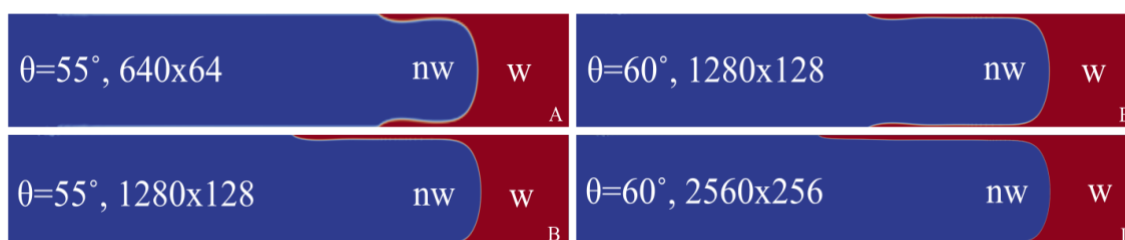


Рисунок 4 – Дренаж:  $\theta=55^\circ$ , 640x64 (А);  $\theta=60^\circ$ , 1280x128 (Б);  $\theta=55^\circ$ , 1280x128 (В);  $\theta=60^\circ$ , 2560x256 (Г)

Как показано на рисунке 4, при сетках от 640x60 до 2560x256 получается отличающаяся форма фронта вытеснения при одинаковых значениях краевого угла смачивания.

На рисунке 5 представлены результаты расчета при дренаже и пропитке для краевого угла смачивания  $\theta=40^\circ$  при сетке 1280x128 и для краевого угла смачивания  $\theta=80^\circ$  при сетке 1280x128.

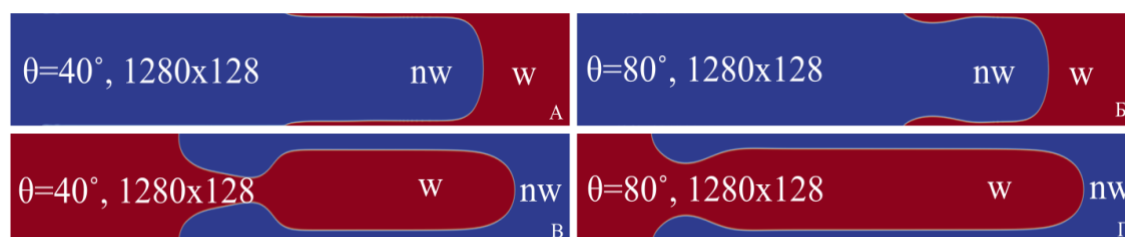


Рисунок 5 – Дренаж, 1280x128:  $\theta=40^\circ$  (А),  $\theta=80^\circ$  (Б); пропитка, 1280x128:  $\theta=40^\circ$  (В),  $\theta=80^\circ$  (Г)



Проведенное исследование позволяет найти чувствительность размера сетки для получения корректных результатов:

- Получены точные расчеты для краевых углов смачивания от  $\theta=5^\circ$  до  $\theta=50^\circ$  и от  $\theta=75^\circ$  до  $\theta=90^\circ$  независимо от размера сетки;

- Выявлено, что для краевых углов смачивания от  $\theta=55^\circ$  до  $\theta=70^\circ$  требуется использовать более мелкую сетку из-за невозможности точного расчета поведения границы раздела двух несмешивающихся жидкостей;

- Точность расчетов повышается при использовании более мелкой сетки, т.к. краевой угол смачивания зависит от численной длины скольжения  $\lambda$  и в то же время точность численной длины скольжения зависит от шага сетки  $\Delta x$ .

### 1.2.2 Расчет абсолютной проницаемости пористой среды

В данном подразделе рассматривается однофазное течение в пористой среде в виде параллельных периодических цилиндров равного радиуса (рисунок 6А). Из-за условия периодичности можно рассматривать область с одним цилиндром в центре. Было исследовано влияние типа и размера сетки на результаты расчета абсолютной проницаемости. На рисунке 6Б показаны граничные условия для этой задачи ( $L$  – размер области). Течение описывается уравнениями Навье-Стокса, которые реализованы в ПО OpenFOAM®. Подробное решение задачи описано в работе [47].

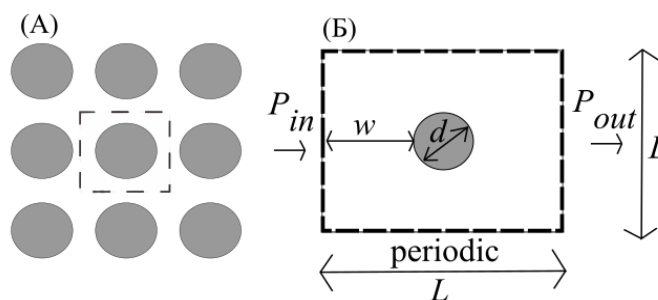


Рисунок 6 – Периодически расположенные цилиндры

Абсолютная проницаемость рассчитывается по линейному закону Дарси для однофазного течения:

$$U = \frac{K}{\mu} \frac{P_{in} - P_{out}}{L}, \quad (2)$$

где  $K$  – абсолютная проницаемость,  $m^2$ ;  $\mu$  – динамическая вязкость, Па\*с;  $U$  – осредненная по объему скорость:

$$U = \frac{1}{V} \int_V u dV, \quad (3)$$

где  $V$  – объем,  $m^3$ .

Сравниваются результаты расчета с использованием простых и криволинейной сеток, исследуется влияние геометрической неточности на результаты. На рисунке 7А показана простая сетка, а на рисунке 7Б показана криволинейная сетка в ПО OpenFOAM®. Простая структурированная сетка в ПО OpenFOAM® создается с помощью утилиты BlockMesh. Края блоков могут быть прямыми линиями, дугами или сплайнами [125]. Криволинейная сетка создается с помощью утилиты SnappyHexMesh, которая представляет собой генератор сетки, использующий уже существующую сетку (обычно созданную с помощью BlockMesh) [126].

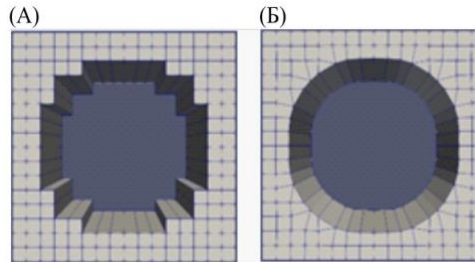


Рисунок 7 – Простая (А) и криволинейная (Б) сетки

Необходимо выбрать оптимальный размер сетки для точных результатов и эффективного использования вычислительных ресурсов, т.к. грубая сетка дает неточные результаты, а слишком мелкая сетка требует большой объем памяти и время вычислений.

Основными параметрами при выборе оптимального размера сетки являются диаметр цилиндра  $d$  и параметр  $w$  (рисунок 6Б):

$$w = \frac{L-d}{2} \quad (4)$$

Для данного случая оптимальное разрешение сетки было найдено путем расчета относительной ошибки каждого размера сетки относительно  $d$  и  $w$ .

Следующие формулы были использованы для расчета относительной ошибки расчета проницаемости для простой и криволинейной сеток:

$$RE = \frac{K_N - K_T}{K_T} \times 100\% \quad (5)$$

$$RE_1 = \frac{K_{simple_{n*n}} - K_{simple_{512*512}}}{K_{simple_{512*512}}} \times 100\% \quad (6)$$

$$RE_2 = \frac{K_{snap_{n*n}} - K_{snap_{512*512}}}{K_{snap_{512*512}}} \times 100\% \quad (7)$$

где  $K_N$  – численное значение проницаемости;  $K_T$  – теоретическое значение проницаемости;  $K_{simple}$  – проницаемость с использованием простой сетки;  $K_{snap}$  – проницаемость с использованием криволинейной сетки;  $n$  – количество узлов по осям  $x$  и  $y$ , соответственно.

Результаты расчетов для цилиндров с диаметрами  $d=0,4$  и  $d=0,8$  для простой и криволинейных сеток приведены в таблицах 1-2 и на рисунке 8.

Таблица 1 - Результаты расчета для цилиндра с диаметром  $d=0,4$

Сетка	$\delta_1$	$\delta_2$	$K_{simple}, m^2$	$RE_1$ of $K_{simple}$	$K_{snap}, m^2$	$RE_2$ of $K_{snap}$
8x8	6,4	0,8	$3,31 \cdot 10^{-3}$	$6,78 \cdot 10^{-1}$	$4,18 \cdot 10^{-5}$	1,27
16x16	12,8	1,6	$2,65 \cdot 10^{-3}$	$4,52 \cdot 10^{-1}$	$2,90 \cdot 10^{-5}$	$5,79 \cdot 10^{-1}$
32x32	25,6	3,2	$1,56 \cdot 10^{-3}$	$1,43 \cdot 10^{-1}$	$1,98 \cdot 10^{-5}$	$7,87 \cdot 10^{-2}$
64x64	51,2	6,4	$1,78 \cdot 10^{-3}$	$2,35 \cdot 10^{-2}$	$1,92 \cdot 10^{-5}$	$4,67 \cdot 10^{-2}$
128x128	102,4	12,8	$1,84 \cdot 10^{-3}$	$6,39 \cdot 10^{-3}$	$1,86 \cdot 10^{-5}$	$1,37 \cdot 10^{-2}$
256x256	204,8	25,6	$1,83 \cdot 10^{-3}$	$3,86 \cdot 10^{-3}$	$1,85 \cdot 10^{-5}$	$6,16 \cdot 10^{-3}$
512x512	409,6	51,2	$1,82 \cdot 10^{-3}$	0	$1,84 \cdot 10^{-5}$	0

Таблица 2 - Результаты расчета для цилиндра с диаметром  $d=0,8$

Сетка	$\delta_1$	$\delta_2$	$K_{simple}, m^2$	$RE_1$ of $K_{simple}$	$K_{snap}, m^2$	$RE_2$ of $K_{snap}$
8x8	3,2	2,4	$2,29 \cdot 10^{-2}$	$3,18 \cdot 10^{-1}$	$4,71 \cdot 10^{-2}$	$4,04 \cdot 10^{-1}$
16x16	6,4	4,8	$3,48 \cdot 10^{-2}$	$3,82 \cdot 10^{-2}$	$3,88 \cdot 10^{-2}$	$1,56 \cdot 10^{-1}$
32x32	12,8	9,6	$3,47 \cdot 10^{-2}$	$3,27 \cdot 10^{-2}$	$3,58 \cdot 10^{-2}$	$6,71 \cdot 10^{-2}$
64x64	25,6	19,2	$3,26 \cdot 10^{-2}$	$2,95 \cdot 10^{-2}$	$3,39 \cdot 10^{-2}$	$9,59 \cdot 10^{-3}$
128x128	51,2	38,4	$3,33 \cdot 10^{-2}$	$6,25 \cdot 10^{-3}$	$3,37 \cdot 10^{-2}$	$5,18 \cdot 10^{-3}$
256x256	102,4	76,8	$3,35 \cdot 10^{-2}$	$1,86 \cdot 10^{-3}$	$3,36 \cdot 10^{-2}$	$1,30 \cdot 10^{-3}$
512x512	204,8	153,6	$3,36 \cdot 10^{-2}$	0	$3,36 \cdot 10^{-2}$	0

Как видно из рисунка 8,  $\delta_1$  — это отношение диаметра цилиндра к размеру ячейки ( $\delta_1=d/\Delta x$ ), а  $\delta_2$  — это отношение параметра  $w$  к размеру ячейки ( $\delta_2=w/\Delta x$ ).

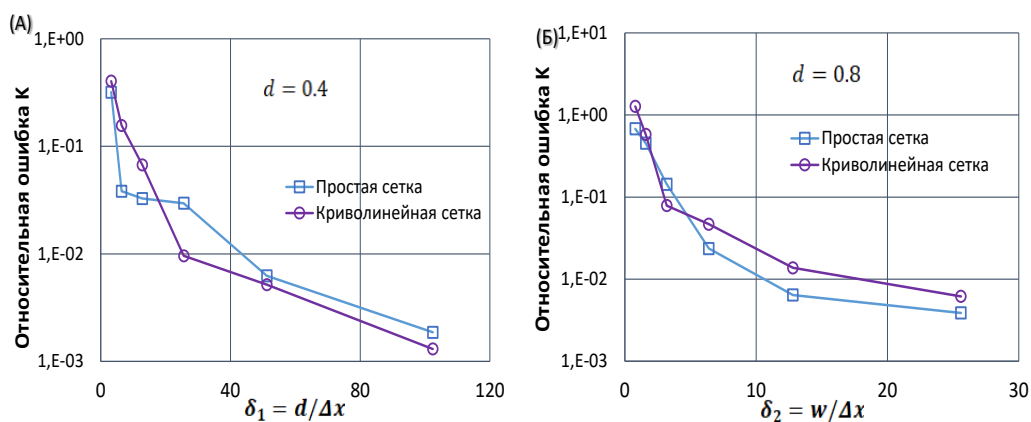


Рисунок 8 – Относительная ошибка для  $d=0,4$  (А) и  $d=0,8$  (Б) для простой и криволинейной сеток

В таблице 3 представлены результаты расчета для простой и криволинейной сеток для различных радиусов цилиндра ( $R$ ), пористости ( $\phi$ ), а также прогнозы безразмерной проницаемости с использованием простой сетки ( $K_{simple}/R^2$ ), криволинейной сетки ( $K_{snap}/R^2$ ) и безразмерной аналитической проницаемости ( $K_{analytic}/R^2$ ). Также показано сравнение относительных погрешностей расчета проницаемости с использованием простой и криволинейной сеток, которые сравниваются с аналитическими значениями из работы [45].

Таблица 3 - Результаты расчета для разных сеток

Сетка	$R$ , м	$\varphi$	$K_{simple}/R^2$	$K_{snap}/R^2$	$K_{analytic}/R^2$	$RE$ для $K_{simple}$	$RE$ для $K_{snap}$
128x128	0,1261	0,95	$1,02*10^0$	$1,31*10^0$	$1,01*10^0$	$1,17*10^{-2}$	$2,09*10^{-2}$
128x128	0,1784	0,90	$3,19*10^{-1}$	$3,23*10^{-1}$	$3,32*10^{-1}$	$7,34*10^{-3}$	$2,13*10^{-2}$
128x128	0,2523	0,80	$7,73*10^{-2}$	$7,79*10^{-2}$	$7,62*10^{-2}$	$1,42*10^{-2}$	$2,21*10^{-2}$
128x128	0,3090	0,70	$2,55*10^{-2}$	$2,60*10^{-2}$	$2,54*10^{-2}$	$2,69*10^{-3}$	$2,13*10^{-2}$
128x128	0,3568	0,60	$8,91*10^{-3}$	$9,15*10^{-3}$	$9,01*10^{-3}$	$1,13*10^{-2}$	$1,57*10^{-2}$
256x256	0,3989	0,50	$2,95*10^{-3}$	$2,98*10^{-3}$	$2,95*10^{-3}$	$1,14*10^{-3}$	$9,05*10^{-3}$
256x256	0,4370	0,40	$7,33*10^{-4}$	$7,51*10^{-4}$	$7,42*10^{-4}$	$1,32*10^{-2}$	$1,14*10^{-2}$
512x512	0,4720	0,30	$8,15*10^{-5}$	$8,43*10^{-5}$	$8,30*10^{-5}$	$1,77*10^{-2}$	$1,58*10^{-2}$
1024x1024	0,4886	0,25	$8,22*10^{-6}$	$8,40*10^{-5}$	$8,29*10^{-5}$	$8,45*10^{-3}$	$1,36*10^{-2}$

Как видно из таблицы 3, результаты практически одинаковы (относительная ошибка между сетками менее 1%); поэтому для расчета в ПО OpenFOAM® можно использовать простую сетку для экономии времени и вычислительной мощности.

Основные выводы подраздела: проведен расчет абсолютной проницаемости пористой среды, был выбран оптимальный размер сетки в зависимости от параметра  $w$  и диаметра цилиндра  $d$ . Результаты показывают, что простая сетка достаточно эффективна и может использоваться вместо криволинейной сетки в ПО OpenFOAM®. Результаты численного расчета хорошо согласуются с аналитическим решением для течения в пористой среде [45].

### 1.2.3 Расчет относительной фазовой проницаемости для двухфазного течения в капиллярной трубке

В данном подразделе исследуется двухфазное течение в капиллярной трубке при различных соотношениях вязкости, поверхностном натяжении ( $\sigma$ ) и типах вытеснения (дренаж или пропитка). Моделирование основано на численном решении уравнений Навье-Стокса для несжимаемой несмешивающейся жидкости [34], которое реализовано в ПО OpenFOAM®. Сравниваются результаты расчета ОФП для различных размеров сетки.

Абсолютная проницаемость рассчитывается по следующей формуле для однофазного течения между параллельными пластинами:

$$K = \frac{H^2}{12} \quad (8)$$

где  $H$  – ширина капиллярной трубки (для  $H=1$ ;  $L=10$ ).

Относительная фазовая проницаемость рассчитывается по закону Дарси для многофазного течения через пористую среду [127]:

$$\langle \vec{u}_i \rangle = \frac{K * K_{ri}}{\mu_i} \nabla P_i \quad (9)$$

где  $K_{ri}$  – относительная фазовая проницаемость фазы  $i=w$  (смачивающая) или  $nw$  (несмачивающая).

Для расчета ОФП возникает проблема с определением среднего градиента давления, и для ее решения были выбраны следующие методы [23]:

1. Средневзвешанная скорость градиента давления (velocity weighted average of the pressure gradient – APG):

$$-\frac{1}{Q} \int_V \vec{u} \cdot (\nabla P) dV, \quad (10)$$

где  $V=L*H$ ;  $L$  – длина капиллярной трубки;  $Q$  – объемный расход.

2. Средневзвешанная скорость силы вязкости (velocity weighted average of the viscous force – AVF):

$$-\frac{1}{Q} \int_V \vec{u} \cdot (\nabla \cdot T) dV, \quad (11)$$

где  $T$  – тензор вязких напряжений:

$$T = \mu (\nabla u + (\nabla u)') \quad (12)$$

$$Q = \int_V \vec{u} dV \quad (13)$$

Краевой угол смачивания  $\theta_{wall}$  — это угол, под которым граница раздела пересекается с твердой границей [34]. В данном подразделе краевой угол смачивания равен  $90^\circ$ . На рисунке 9 показаны граничные условия.



Рисунок 9 – Входные и выходные граничные условия

Насыщенность рассчитывалась по следующей формуле:

$$S = \frac{\int \alpha dV}{V} \quad (14)$$

Соотношение вязкости принимается как:

$$\mu = \frac{\mu_{nw}}{\mu_w} \quad (15)$$

где  $\mu_w$  – вязкость смачиваемой жидкости;  $\mu_{nw}$  – вязкость несмачиваемой жидкости.

На рисунке 10 показаны графики ОФП для смачивающей и несмачивающей фаз с использованием методов APG и AVF при следующих параметрах:  $\mu=100$ ;  $\sigma=0,1$ , дренаж, сетки от  $160 \times 16$  до  $1280 \times 128$ .

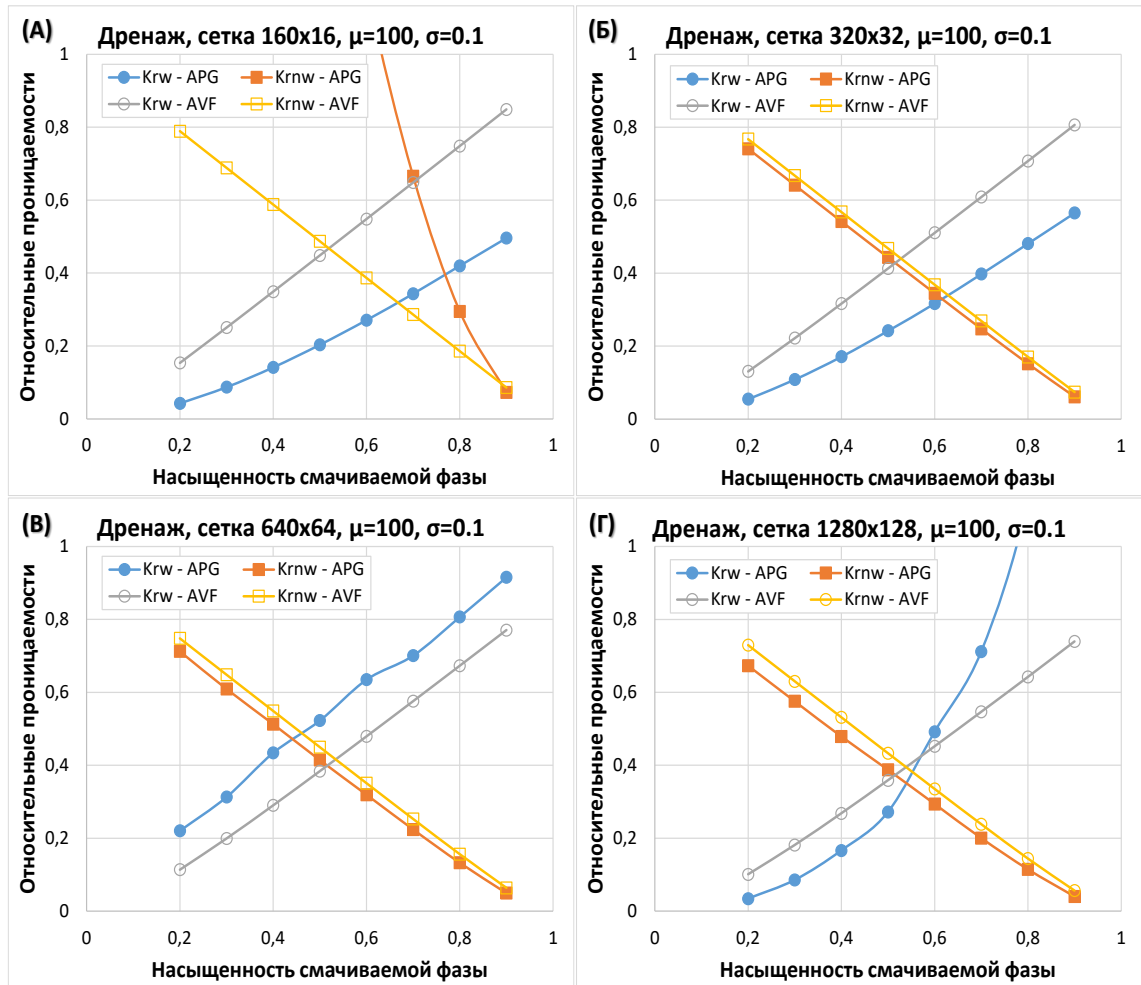


Рисунок 10 – Зависимость ОФП от S при дренаже ( $\mu=100$ ;  $\sigma=0,1$ )

На рисунке 10 AVF означает, что ОФП смачивающей жидкости рассчитывается методом средневзвешенной скорости силы вязкости, а APG – методом средневзвешенной скорости градиента давления.  $K_{rw}$  означает ОФП смачивающей жидкости, а  $K_{rnw}$  – ОФП несмачивающей жидкости. Как видно из рисунка 10, более точные результаты достигаются при использовании метода AVF по сравнению с методом APG. На основе результатов расчетов было принято решение использовать метод AVF в дальнейших расчетах.

Рисунок 11 показывает давление, скорость и градиент скорости для срезов  $y=0$  и  $y=0,5$  для сетки  $1280 \times 128$ . Давление на границе раздела двух фаз подвергается разрыву из-за капиллярного давления. Именно поэтому расчет ОФП с использованием APG приводит к неточным результатам (погрешность  $10^2$ ), а при AVF достигаются более точные результаты (погрешность  $10^{-2}$ ).

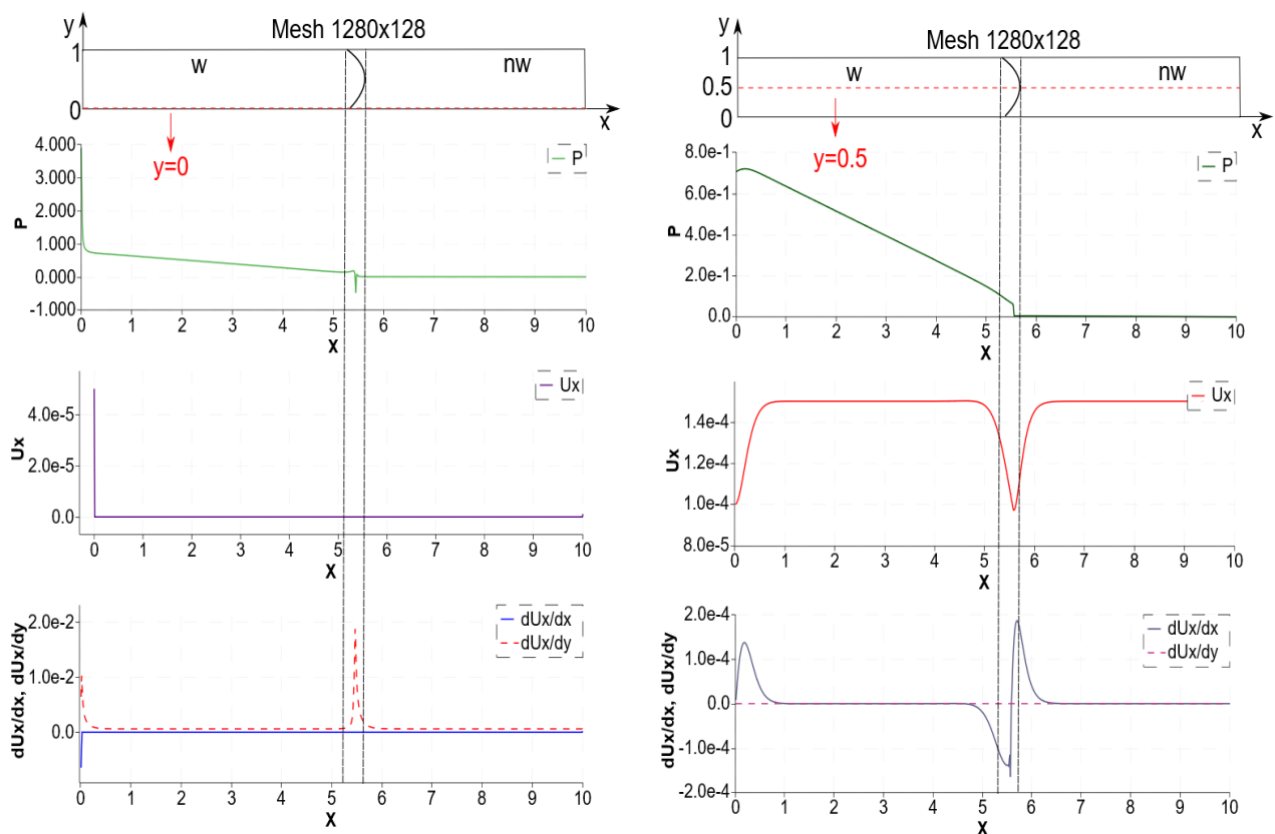


Рисунок 11 – Давление, скорость и градиент скорости для  $y=0$  и  $y=0,5$

На рисунке 12 показаны ОФП смачивающей и несмачивающей фаз для пропитки при сетках от  $160 \times 16$  до  $1280 \times 128$ , соответственно ( $\mu=100$ ;  $\sigma=0,1$ ).

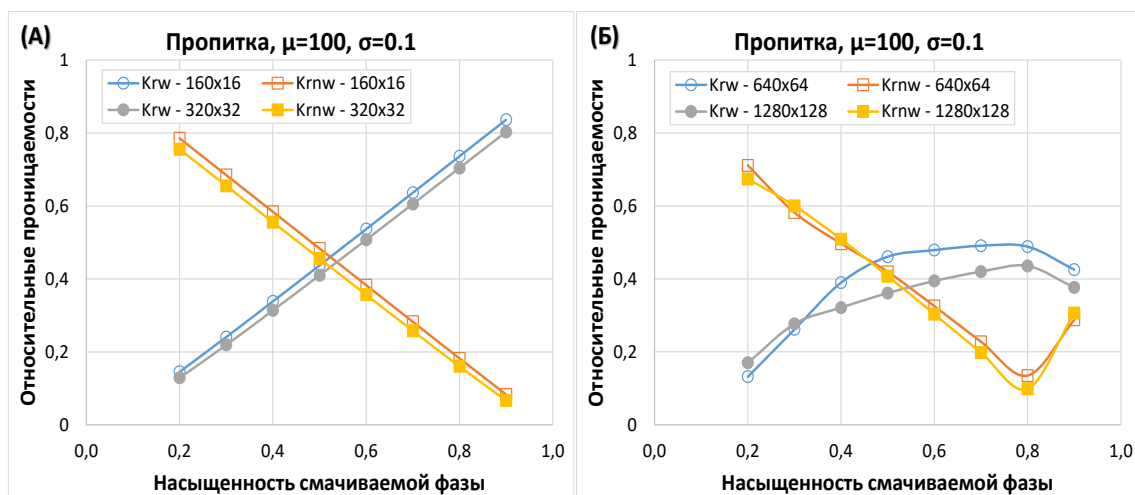


Рисунок 12 – Зависимость ОФП от  $S$  при пропитке ( $\mu=100$ ,  $\sigma=0,1$ )

Отклонение ОФП на рисунке 12Б происходит из-за образования языков обводнения. Как видно из рисунка 13, при сетке  $320 \times 32$  наблюдается поршневое вытеснение, а при сетке  $1280 \times 128$  наблюдаются языки обводнения, что снижает эффективность вытеснения.

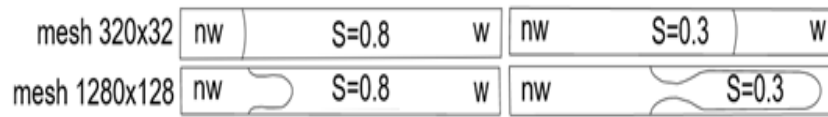


Рисунок 13 – Насыщенность для сеток 320x32 и 1280x128

На рисунке 14 показаны ОФП смачивающей и несмачивающей фаз при дренаже и пропитке для  $\mu=100$ ; для сетки 1280x128, поверхностное натяжение  $\sigma=0,1$  (рисунок 14А) и поверхностное натяжение  $\sigma=1$  (рисунок 14Б).

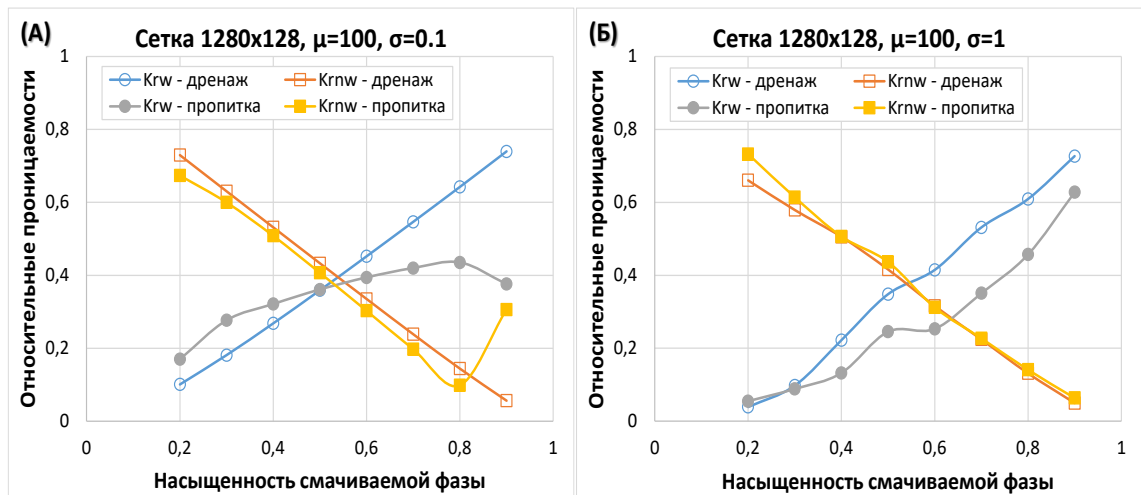


Рисунок 14 – ОФП при дренаже и пропитке (1280x128,  $\mu=100$ ,  $\sigma=0,1$  и  $\sigma=1$ )

На рисунке 14Б колебания возникают из-за неточного расчета капиллярного давления [21].

На рисунке 15 показаны ОФП смачивающей и несмачивающей фаз для  $\mu=1$  и  $\sigma=1$  при дренаже и пропитке для относительно крупной сетки 320x32.

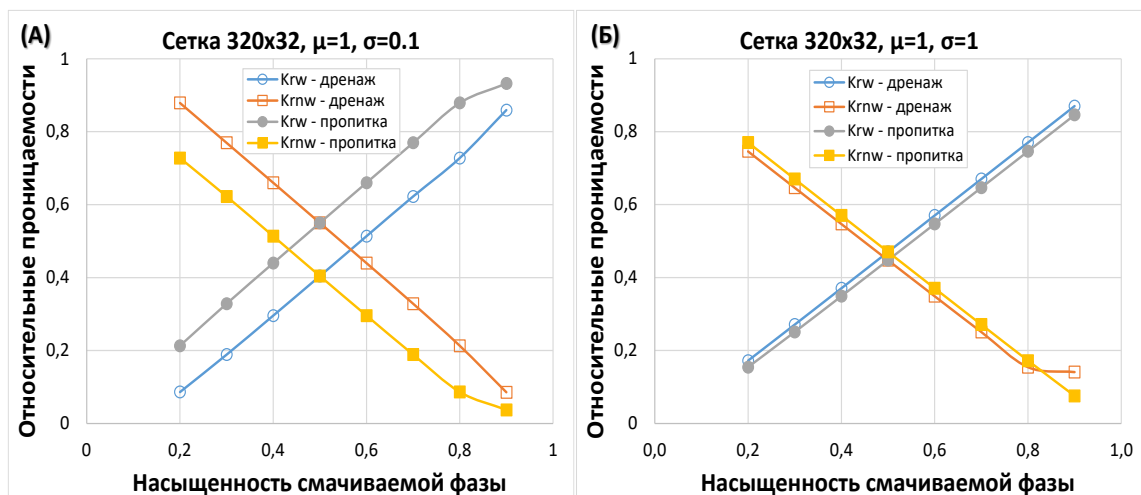


Рисунок 15 – ОФП при дренаже и пропитке (320x32,  $\mu=1$ ,  $\sigma=0,1$  и  $\sigma=1$ )



Результаты моделирования рисунка 15 отличаются незначительно, так как наблюдается поршневое вытеснение. Используемая сетка 320x32 дает надежные результаты.

В данном подразделе сравниваются ОФП смачивающей и несмачивающей фаз при различных размерах сетки, коэффициентах вязкости жидкости и поверхностном натяжении. Образование языков обводнения наблюдалось в зависимости от соотношения вязкости, поверхностного натяжения и типа вытеснения (дренаж или пропитка). Для расчета среднего градиента давления метод средневзвешенной скорости силы вязкости (AVF) дает более точные результаты, чем метод средневзвешенной скорости градиента давления (APG).

### **Выводы по разделу 1**

На основе проделанного литературного обзора и анализа научно-исследовательских работ по поромасштабному моделированию авторов из разных стран мира, можно следующие выводы: для эффективного определения характеристик пористой среды и течения жидкости возможно применение поромасштабного моделирования, для исследования образцов карбонатного керна возможно успешное применение  $\mu$ -КТ.

Для верификации расчетов поромасштабного моделирования был исследован процесс образования языков обводнения при течении двух несмешивающихся жидкостей в идеализированной пористой среде для повышения эффективности процесса вытеснения нефти, выявления поведения фронта вытеснения. Было исследовано как меняется фронт вытеснения при изменении значений краевого угла смачивания и размера сетки.

При расчете абсолютной проницаемости пористой среды были установлены оптимальные размер и тип сетки. При расчете течения двухфазной жидкости в капиллярной трубке сравнивались ОФП смачивающей и несмачивающей фаз при различных размерах сетки, соотношениях вязкости и поверхностном натяжении. Образование языков обводнения наблюдалось в зависимости от соотношения вязкости, поверхностного натяжения и типа вытеснения (дренаж или пропитка). Для расчета среднего градиента давления метод средневзвешенной скорости силы вязкости дает более точные результаты, чем метод средневзвешенной скорости градиента давления.

На основании проведенного обзора и анализа изучаемой тематики в мире и в Казахстане был сделан вывод о необходимости дополнительных исследований в области влияния кислотной обработки на карбонатные породы.

## 2 КИСЛОТНАЯ ОБРАБОТКА ОБРАЗЦОВ КАРБОНАТНОГО КЕРНА

Во втором разделе описана процедура проведения физических экспериментов на основании разработанной процедуры. Серия экспериментов по закачке соляной кислоты в образцы карбонатного керна была выполнена в лаборатории рентгеновской микрокомпьютерной томографии Казанского Федерального Университета, приведены их результаты и интерпретация [128-132]. Предварительно были проведены эксперименты в лаборатории г. Актау [133], однако из-за грубого разрешения данные сканирования не были использованы для расчетов в данной диссертации. Фотографии образцов до и после кислотной обработки, проведенной в г. Актау, а также их низкокачественные цифровые модели приведены в приложении А.

Объектом исследования для экспериментов является образец карбонатного керна из каменноугольной системы Республики Татарстан. Задачи экспериментального исследования включали отбор и выбуривание образцов карбонатного керна; экстракцию; проведение стандартных исследований; определение минерального состава; предварительную и повторную рентгеновскую компьютерную томографию; кислотно-фильтрационные испытания.

### 2.1 Методика проведения эксперимента

#### 2.1.1 Подготовка образцов керна

Для исследования в данной диссертации использовался керн из карбонатного коллектора каменноугольной системы месторождений Республики Татарстан.

Выбуривание восьми образцов диаметром 3 см и длиной 5 см проводилось с использованием бурового станка МТ-131 с держателем для керновых образцов (рисунок 16А). При этом ось цилиндрических образцов выравнивалась параллельно напластованию породы [134].

Для очистки цилиндрических образцов от содержащихся в них нефти и битумов проводилась экстракция в аппаратах Сокслета (рисунок 16Б). В качестве растворителя была использована спиртобензольная смесь, согласно ГОСТ 26450.0-85 [135].

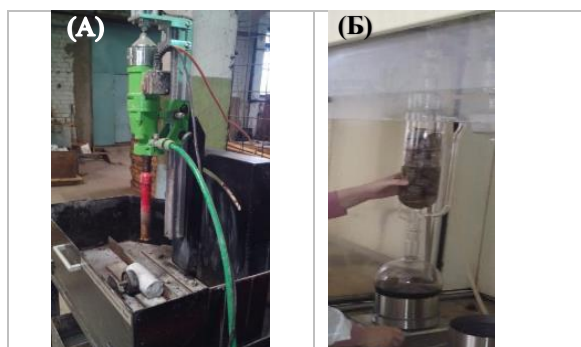


Рисунок 16 – Бур (А); Аппарат Сокслета (Б)

Экстракция считалась завершённой, когда из образца керна выходил бесцветный реагент, не содержащий углеводородов. После удаления углеводородов из образцов керна, проводилась процедура удаления водорастворимых солей путем выдерживания образцов в аппаратах Сокслета в дистиллированной воде. Далее образец высушивался при температуре 105°C в течение суток [136].

### 2.1.2 Оценка фильтрационно-емкостных свойств

Коэффициент абсолютной проницаемости по газу вычислялся согласно ГОСТ 26450.2-85 [137]. Определение пористости образцов производилось методом жидкостенасыщения при помощи порозиметра-пермеаметра газового (рисунок 17) согласно ГОСТ 26450.1-85 [138].



Рисунок 17 – Порозиметр-пермеаметр

В данном исследовании использовалась следующая методика определения открытой пористости образца, которая детально описана в работе [136]:

- Экстракция и высушивание образца при 105°C;
- Взвешивание сухого образца ( $m_1$ );
- Насыщение образца под вакуумом рабочей жидкостью с плотностью  $\delta_{ж}$  до прекращения выделения пузырьков газа;
- Слив небольшого количества отвакуумированной жидкости для создания условий капиллярной пропитки образца после окончания времени вакуумирования;
- Освобождение насыщенного образца от избытка жидкости путем обкатывания на стекле (признак: исчезновение блеска на поверхности образца);
- Взвешивание насыщенного образца в воздухе ( $m_2$ );
- Гидростатическое взвешивание насыщенного образца в рабочей жидкости ( $m_3$ ).

Объем пор образца породы  $V_{п}$  определяется делением разности масс насыщенного и сухого образцов на плотность рабочей жидкости ( $\delta_{ж}$ ):

$$V_{п} = \frac{m_2 - m_1}{\delta_{ж}} \quad (16)$$

Объем образца породы  $V_0$  определяется делением разности масс насыщенного образца в воздухе и в рабочей жидкости на плотность рабочей жидкости:

$$V_o = \frac{(m_2 - m_3)}{\delta_{\text{ж}}} \quad (17)$$

Коэффициент открытой пористости  $K_{\text{п}}$ , % определяется как:

$$K_{\text{п}} = \frac{m_2 - m_1}{m_2 - m_3} \cdot 100 \quad (18)$$

### 2.1.3 Рентгеновская микрокомпьютерная томография

Для проведения исследования использовалась микро- и нанофокусная исследовательская рентгеновская система для компьютерной томографии General Electric V|tome|X S 240 (Германия) (рисунок 18). Разрешение томографии в данных исследованиях составляло 19 мкм, поэтому оно относится к микроструктурному изучению [85]. Характеристика данного оборудования приведена в работе [131].



Рисунок 18 – Рентгеновская микрокомпьютерная томография

Томографические исследования пород включали в себя анализ образцов ядра с целью выявления литологических неоднородностей, трещиноватости, каверн, а также оценку структуры пористой среды до и после кислотной обработки. После кислотной обработки также определялось наличие фильтрационного канала – червоточины (расчет его длины и средней толщины).

Для проведения рентгеновских  $\mu$ -КТ сканирований образец помещался в держатель ядра в зону сканирования томографа. Процесс создания объемного изображения включал в себя три основных этапа: съемку, реконструкцию и обработку моделей. Реконструкция воксельной модели осуществлялась с использованием ПО Phoenix Datos|x Reconstruction®. Полученное объемное изображение представляло собой массив вокселей и сохранялось в формате .vol, а также включало файл метаданных в формате .vgi. Обработка и расчет характеристик объемной модели проводились с использованием ПО Avizo®.

### 2.1.4 Определение минерального состава

Минеральный состав образцов определялся методом рентгенографического анализа на торцах цилиндрических образцов с помощью рентгеновского дифрактометра (рисунок 19А). Данный метод основан на

«взаимодействии» двух физических явлений: рентгеновского излучения и кристаллической структуры вещества. Для проведения рентгенографического анализа каждого образца ядра использовалась методика из работ [129-131].

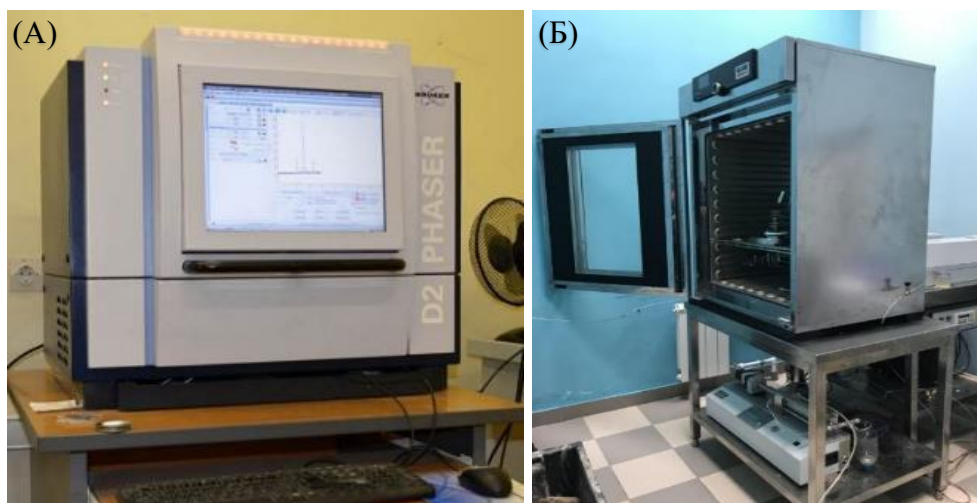


Рисунок 19 – Рентгеновский дифрактометр (А); Электронная установка для исследования горных пород (Б)

### 2.1.5 Фильтрационные испытания кислотных растворов

Фильтрация кислотных растворов проводилась на электронной установке для исследования горных пород Wille Geotechnik Y1000 (рисунок 19Б). Основные блоки системы: кернодержатель, для хранения жидкостей, для закачки флюидов, для автоматического контроля проведения опыта. Детальное описание каждого блока данной установки приведено в работах [128-130]. Методика проведения физического эксперимента представлена на рисунке 20 [139].

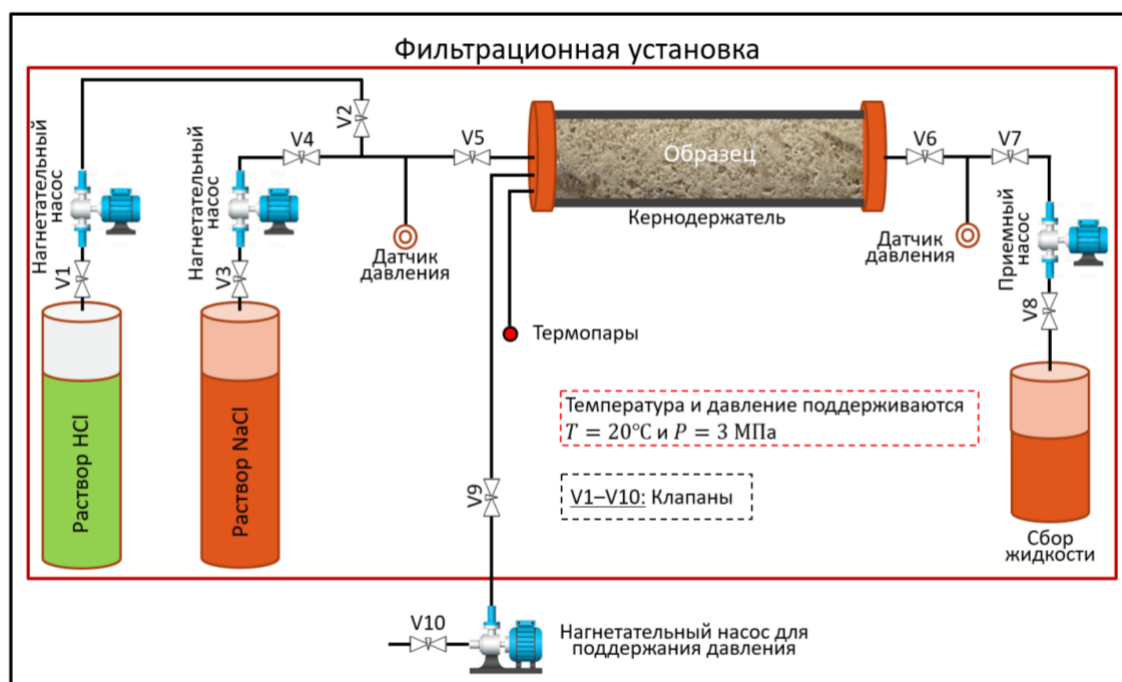


Рисунок 20 – Методика проведения эксперимента

Данные физического опыта (давление, расход жидкости, температура и др.) отображаются на мониторе во время проведения исследования и заносятся в компьютер в формате .xls. В процессе эксперимента использовалась модельная пластовая вода (раствор NaCl 2% мас.).

Методики в работах [140, 141] использовались для проведения фильтрационных исследований кислотных растворов:

- пластовая вода и кислотные растворы заправляются в контейнеры;
- образец устанавливается в кернодержатель;
- проверка системы на герметичность;
- температура в термошкафу поднимается до 20°C;
- обжимное давление устанавливается равным 3.0 МПа;
- в образец закачивается пластовая вода и выдерживается 12 часов;
- через образец прокачивается кислотный раствор со скоростями фильтрации от 1 до 8 мл/мин до момента прорыва;
- после эксперимента давление сбрасывается, образец выгружается из блока кернодержателя, линии отбора-подачи жидкостей промываются.

Проницаемость по воде рассчитана по закону Дарси. Для расчета объема кислотного раствора до прорыва  $PV_{bt}$  использовалась формула [140]:

$$PV_{bt} = \frac{V_{\text{кисл}}}{V_{\text{п}}}, \quad (19)$$

где  $V_{\text{кисл}}$  – объем кислоты, прокаченный через образец до ее прорыва;  $V_{\text{п}}$  – объем эффективной пористости образца.

## 2.2. Результаты исследований

### 2.2.1 Результаты стандартных исследований

Восемь образцов карбонатного керна подверглись экстракции углеводородов в аппарате Сокслета, а также измерению ФЕС и петрофизических свойств (определение открытой пористости, объемной плотности и проницаемости по газу). Результаты представлены в таблице 4, а фотографии образцов после кислотной обработки представлены в приложении Б.

Таблица 4 - ФЕС образцов карбонатного керна

№	Длина, см	Диаметр, см	$V_o$ , см <sup>3</sup>	$V_{\text{п}}$ , см <sup>3</sup>	$K_{\text{п}}$ , %	$K_{\text{пр}}$ по газу, мД	$V_{\text{зер}}$ , см <sup>3</sup>	Раствор HCl, %	Q, мл/мин
18	5,02	2,99	35,13	3,92	11,16	383,41	31,21	12	1
9	5,02	2,98	34,97	7,23	20,67	396,33	27,74	12	2
13	5,03	2,98	35,03	7,02	20,04	567,44	28,01	12	4
7	5,01	2,98	34,86	7,29	20,92	897,22	27,57	12	8
12	5,03	2,98	35,13	6,44	18,34	377,45	28,68	18	1
10	5,02	2,98	35,03	6,66	19,02	470,43	28,37	18	2
11	5,01	2,98	34,90	6,83	19,58	511,17	28,06	18	4
2	5,02	2,97	34,77	7,17	20,62	659,24	27,60	18	8

### 2.2.2 Определение минерального состава

Количественный минеральный состав образцов приведен в таблице 5. Полученные дифрактограммы приведены в приложении В.

Таблица 5 - Минеральный состав

Номер образца	18	9	13	7	12	10	11	2	1	2а	3	4	5
Кальцит, %	100	100	100	99	100	99	99	100	99	100	100	100	100
Доломит, %	-	-	-	-	-	-	-	-	<1	-	-	-	-
Кварц, %	-	-	-	1	-	1	-	-	1	<1	-	-	-

Все образцы керн почти полностью состоят из кальцита. Можно утверждать, что все образцы обладают высокой степенью однородности по составу, что исключает влияние неоднородности при сравнении эффективности их взаимодействия с кислотными растворами [128-130].

### 2.2.3 Результаты фильтрационных испытаний

Результаты фильтрационных испытаний при взаимодействии кислотных растворов с карбонатными кернами представлены в таблице 6 и в Приложении Б (рисунки Б.1-Б.4).

Таблица 6 - Результаты фильтрационных испытаний кислотных растворов

№ обр.	V <sub>п</sub> , см <sup>3</sup>	Раствор HCl, %	Скорость фильтрации, мл/мин	Проницаемость по воде до закачки кислоты, мД	Проницаемость по воде после закачки кислоты, мД	PV <sub>bt</sub>
18	3,92	12	1	153,68	1083,15	1,2
9	7,23	12	2	135,13	516,91	3,2
13	7,02	12	4	458,86	4153,61	4,4
7	7,29	12	8	721,04	3900,88	4,2
12	6,44	18	1	202,34	516,91	2,6
10	6,66	18	2	289,94	990,77	2,9
11	6,83	18	4	394,71	4424,37	2,7
2	7,17	18	8	434,49	3849,42	2,4

Как видно из таблицы 6, для всех образцов отмечается существенное увеличение абсолютной проницаемости от 2,5 до 11,2 раз после кислотной обработки (для прорыва образцов потребовалось от 1,2 до 4,4 поровых объема).

Фотографии входных и выходных отверстий образцов после кислотной обработки представлены в приложении Б (рисунки Б.5-Б.6).

На рисунках 21 и 22 представлена зависимость перепада давления от порового объема закаченного кислотного раствора для образцов 7, 9, 13 и 18, а также 2, 10, 11 и 12, соответственно.

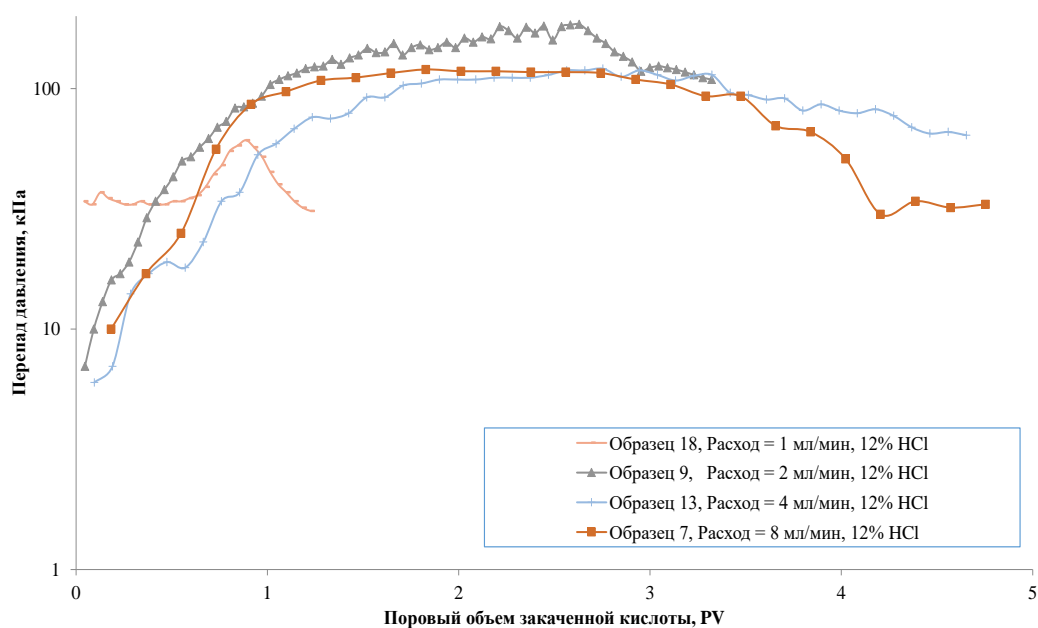


Рисунок 21 – Изменение перепада давления в зависимости от закаченного порового объема кислотного раствора 12% HCl

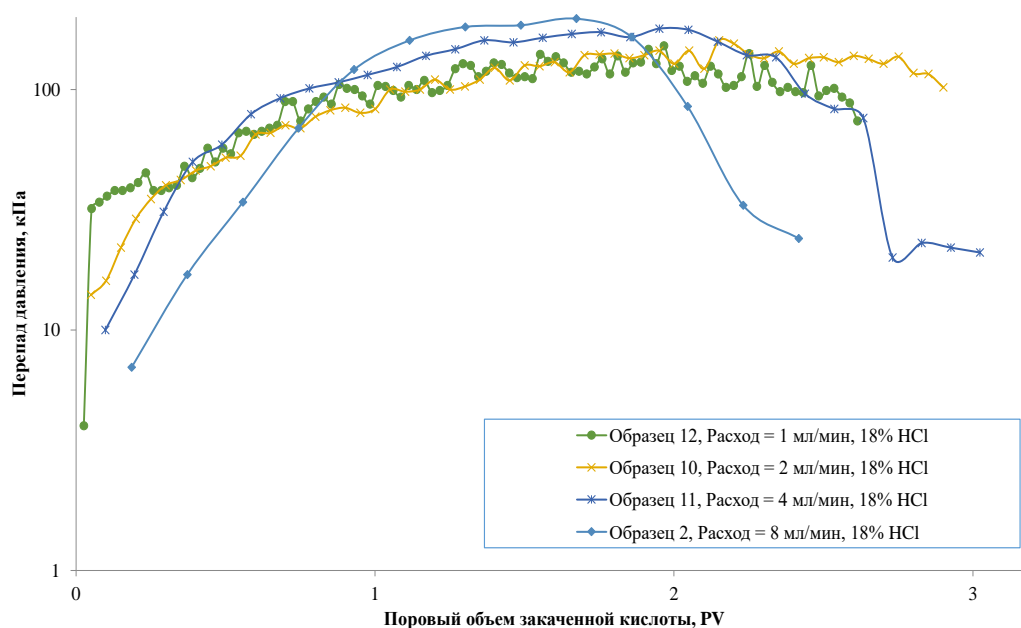


Рисунок 22 – Изменение перепада давления в зависимости от закаченного порового объема кислотного раствора 18% HCl

Как видно из рисунков 21-22, расход кислотных растворов неравномерно влияет на конечную абсолютную проницаемость и объем кислоты, необходимый для прорыва [132]. Экспериментально было установлено, что наибольшие приросты абсолютной проницаемости достигаются при высоких расходах раствора. Для концентрации 18% потребовался одинаковый поровый объем раствора при всех расходах. Для концентрации 12% понадобилось в среднем на 20% больше кислотного раствора, чем при закачке 18% раствора.



Значительное увеличение абсолютной проницаемости при минимальном расходе кислоты является наиболее оптимальным вариантом для повышения продуктивности скважины. Поэтому, важным показателем при закачке кислотных растворов в карбонатные породы является увеличение абсолютной проницаемости породы, а также необходимый объем кислоты для достижения данного прироста. На рисунке 23 представлены прирост коэффициента абсолютной проницаемости (А) и объем кислоты, необходимый для прорыва (Б) в зависимости от скорости закачки кислоты.

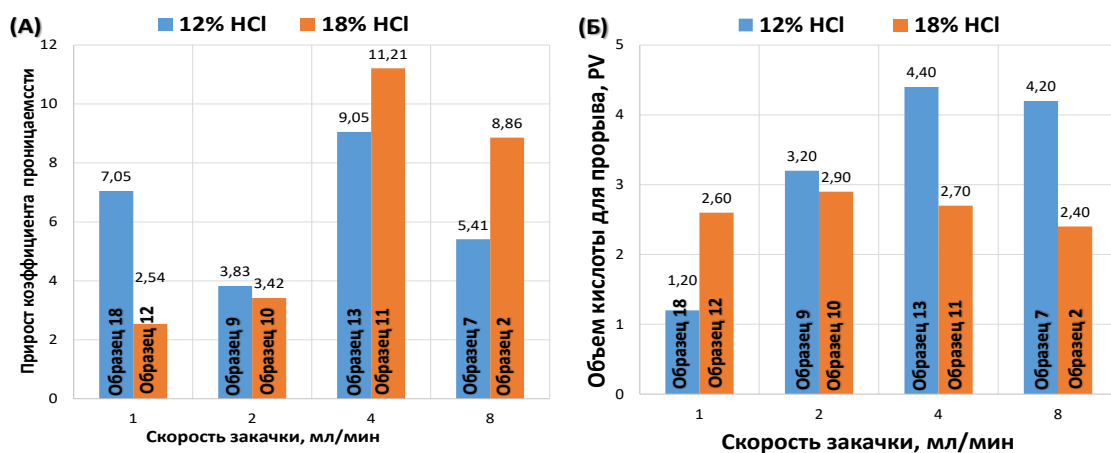


Рисунок 23 – Прирост коэффициента абсолютной проницаемости (А); объем кислоты, необходимый для прорыва (Б) в зависимости от скорости закачки

Как видно из рисунка 23А, наблюдается значительное увеличение абсолютной проницаемости при закачке 12% HCl для образцов 18 и 13 при скоростях закачки 1 и 4 мл/мин, соответственно; а при закачке 18% HCl для образцов 11 и 2 при скоростях закачки 4 и 8 мл/мин, соответственно. Как видно из рисунка 23Б, был закачен почти одинаковый поровый объем кислотного раствора при концентрации 18% HCl. Несмотря на то, что во все образцы был закачен поровый объем от 1,2 до 4,4, это привело к неравномерному и постепенному увеличению абсолютной проницаемости образцов.

В ходе эксперимента было выявлено, что образцы 12, 10, 11 и 2 имеют практически одинаковую пористость, в тоже время абсолютная проницаемость у образцов 11 и 2 в 1,5-2 раза выше, чем у образцов 12 и 10, поэтому можно предположить, что существует определенная связь между пористостью и начальной проницаемостью образцов. Это свидетельствует о сложности процесса растворения породы, который зависит от таких факторов, как расход, концентрация реагента в растворе, минеральный состав породы и т.д.

#### 2.2.4 Изменение поровой структуры в результате кислотной обработки

Для оценки изменения поровой структуры в результате кислотной обработки использовался метод рентгеновской  $\mu$ -КТ до и после закачки растворов соляной кислоты (рисунок 24).

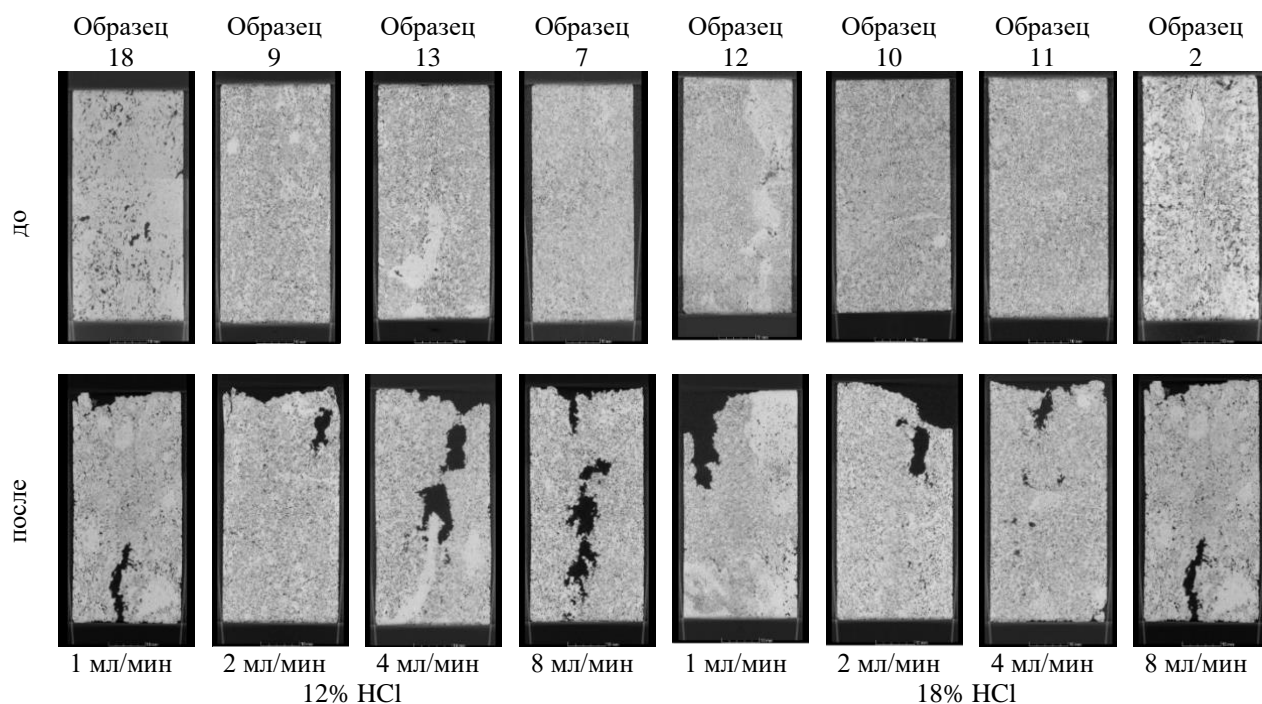


Рисунок 24 – Рентгеноплотностной срез образцов до и после закачки HCl

### Выводы по разделу 2

В данном разделе описана процедура выполнения следующих методов исследования: пробоподготовка, стандартные методы исследования ФЕС, рентгеновская  $\mu$ -КТ, рентгенографический анализ минерального состава, фильтрационные исследования. Представлены результаты по минеральному составу пород, оценке начальной и конечной проницаемости по воде после кислотной обработки, количеству прокаченных поровых объемов кислоты до прорыва  $PV_{bt}$ , а также особенности изменения структуры порового пространства образцов карбонатного керна из-за кислотной обработки.

Проведенные фильтрационные исследования на образцах керна и использование  $\mu$ -КТ позволили установить особенности процесса формирования червоточин в зависимости от параметров кислотных растворов и режима закачки. Было замечено, что расход кислотного раствора оказывает неравномерное влияние на конечную проницаемость и количество поровых объемов кислоты, которое необходимо для прорыва.

### 3 ПОРОМАСШТАБНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК ПОРИСТОЙ СРЕДЫ И ТЕЧЕНИЯ ЖИДКОСТИ

В третьем разделе описываются результаты построения цифровой модели образцов карбонатного керна путем обработки полученных в результате  $\mu$ -КТ сканирования 2D изображений. В целях снижения времени моделирования были извлечены идентичные под-образцы с каждого цилиндрического образца до и после кислотной обработки с помощью ПО Avizo® [142] для увеличения количества пористых сред, необходимых для исследования.

#### 3.1 Обработка изображений

В результате  $\mu$ -КТ сканирования были получены срезы размером 1700x1700x3000 для каждого из восьми образцов до и после обработки соляной кислотой. Размер вокселя равен  $\sim 19 \text{ мкм}^3$ . Обработка изображений состояла из предварительной обработки и сегментации каждого образца до и после кислотной обработки. Предварительная обработка включала в себя обрезку и фильтрацию изображений для удаления шума. Качество данного этапа влияет на последующие шаги, так как разрешение изображений  $\mu$ -КТ влияет на эффективность определения основных характеристик образца. Грани образцов предварительно срезались для уменьшения шума, а затем сравнивались такие фильтры, как медианный, нелокальное осреднение, нерезкое маскирование, а также их комбинации, для выбора наиболее оптимального. Более подробная информация об этих фильтрах содержится в работе [143].

В данной диссертации применялся метод глобальной сегментации для выделения пор (более 19 мкм), основанный на определении границы интенсивности видимых пор. На рисунке 25 и в таблице 7 и показаны результаты пористости, рассчитанной на основе изображения образца 7 с использованием различных фильтров.

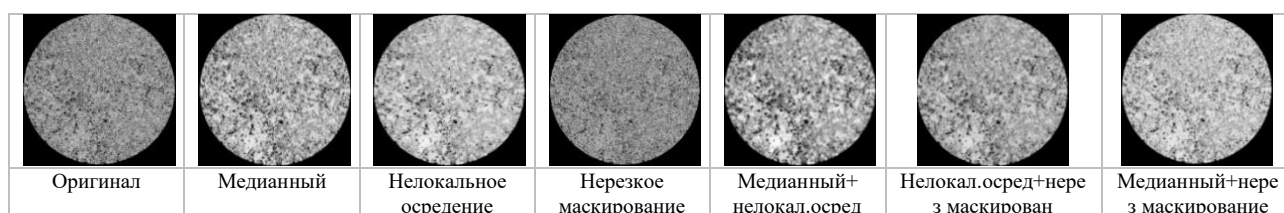


Рисунок 25 – Визуальное сравнение различных фильтров на образце 7

Таблица 7 - Пористость изображения образца 7 при различных фильтрах

Название фильтра	Пористость изображения, %	100*(Фильтр-Измерено)/Измерено, %
Медианный	13,49	-35,4
Нелокальное осреднение	7,61	-63,5
Нерезкое маскирование	11,66	-44,2
Медианный +Нелокальное осреднение	7,83	-62,5
Медианный +Нерезкое маскирование	12,96	-38,0
Нелокальное осреднение+Нерезкое маскирование	6,65	-68,1

На рисунке 26 показана осредненная по срезам пористость изображения образца 7 в зависимости от расстояния от входа для различных фильтров.

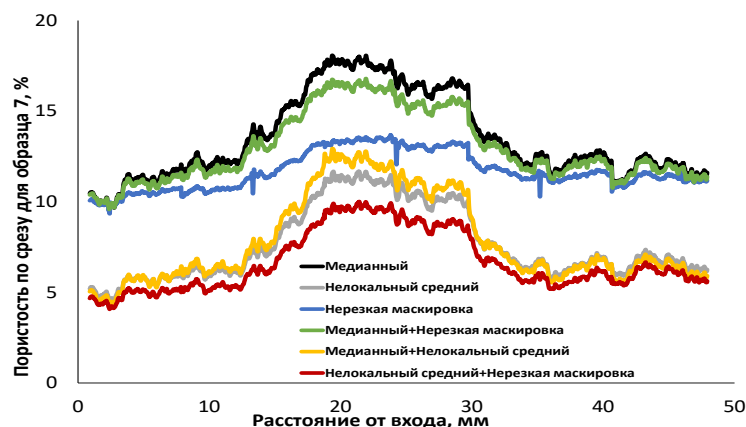


Рисунок 26 – Пористость изображения, осредненная по срезам в зависимости от расстояния от входа для образца 7 при различных фильтрах

При выборе оптимального фильтра основное внимание было уделено охвату наибольшего количества пор. Исходя из этого, был выбран медианный фильтр, т.к. он обеспечивает более полное покрытие пор и приводит к минимальному отклонению от измеренной пористости. Общая пористость изображений образцов отклонялась от их измеренной экспериментально на 35-65% из-за невозможности охвата всего спектра пор. Для согласования пористости возможно применение поправочного коэффициента  $\alpha$  [144]:

$$\alpha = \frac{\phi_{image}}{\phi_{meas}}, \quad (20)$$

где  $\phi_{image}$  – пористость изображения;  $\phi_{meas}$  – измеренная пористость.

Значения поправочного коэффициента, используемые в данной диссертации для рассматриваемых образцов керна, представлены в таблице 8.

Таблица 8 - Значения поправочного коэффициента для образцов

Образец	2	7	9	10	11	12	13	18
Коэффициент	0,51	0,65	0,40	0,39	0,43	0,33	0,58	0,59

### 3.2 Создание цифровых моделей образцов карбонатного керна

Рисунок 27 демонстрирует 3D модели образцов. Темно-синей областью обозначены образованные в результате кислотной обработки каналы – червоточины, которые с увеличением расхода развивались и утолщались. Поровая сеть представляет собой сеть из идеализированных пор (сфер) и идеализированных горловин пор (цилиндры) разных радиусов.

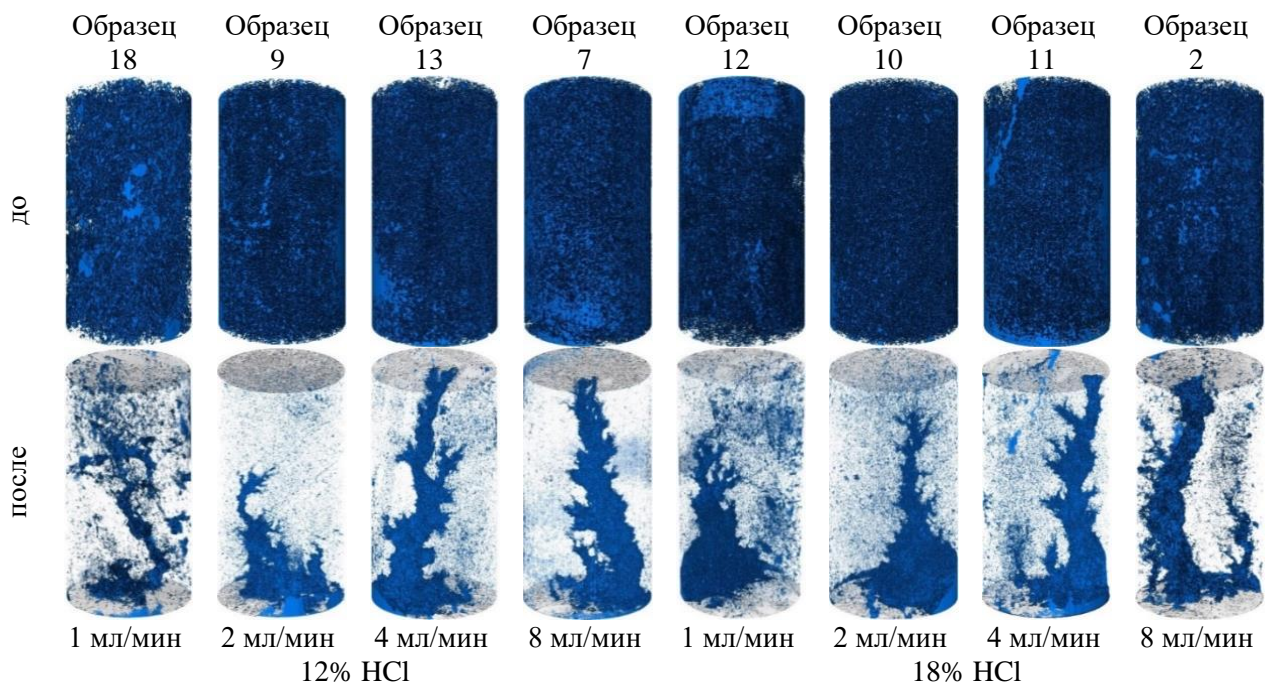


Рисунок 27 – 3D модели образцов до и после закачки раствора HCl

На рисунке 28 показано распределение осредненной по срезу пористости по длине образца, столбцы слева направо соответствуют разным расходам; штриховой и сплошной линиями показаны распределения пористости до и после кислотной обработки.

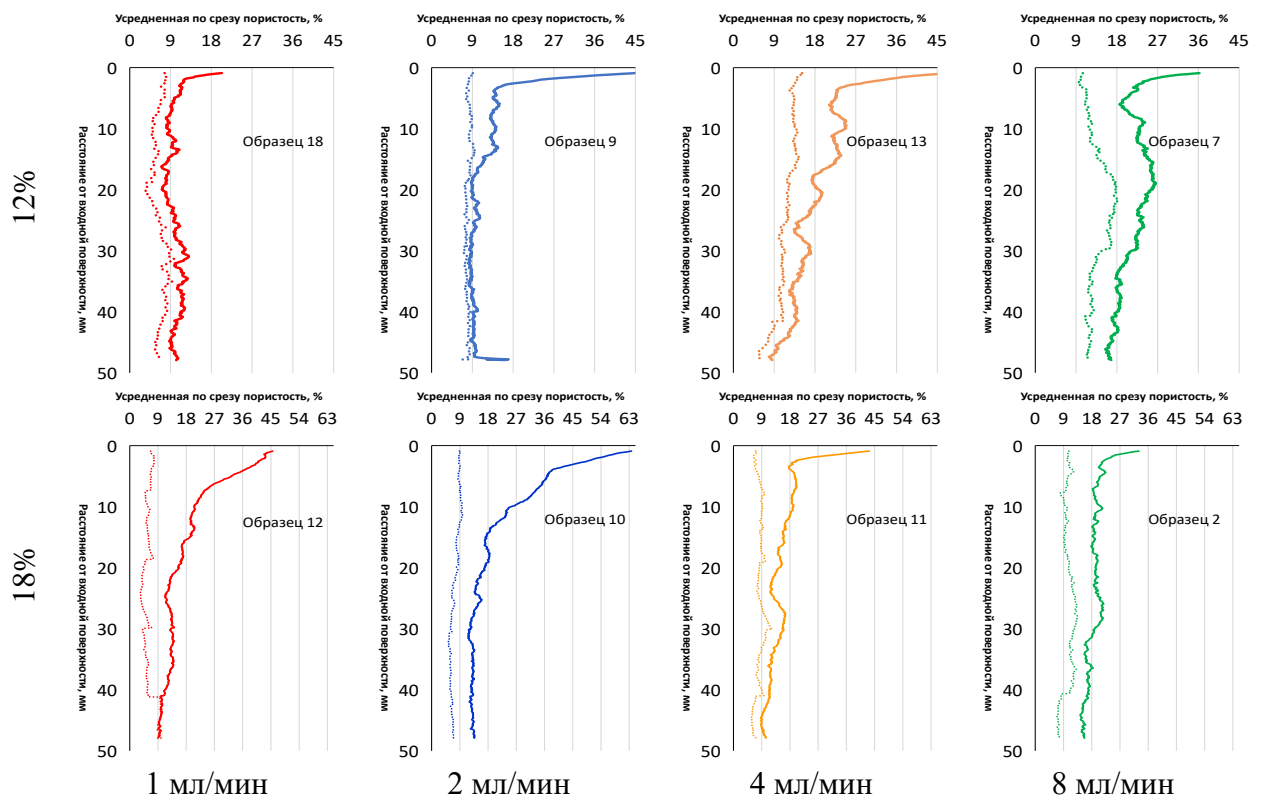


Рисунок 28 – Осредненное по срезу распределение пористости

Кислотная обработка породы является сложным процессом, включающем перенос раствора и взаимодействие кислоты и породы. Это приводит к различной скорости растворения породы, даже если породы имеют почти одинаковые начальные характеристики. Скорость изменения пористости образца в зависимости от скорости закачки раствора во времени показана на рисунке 29.

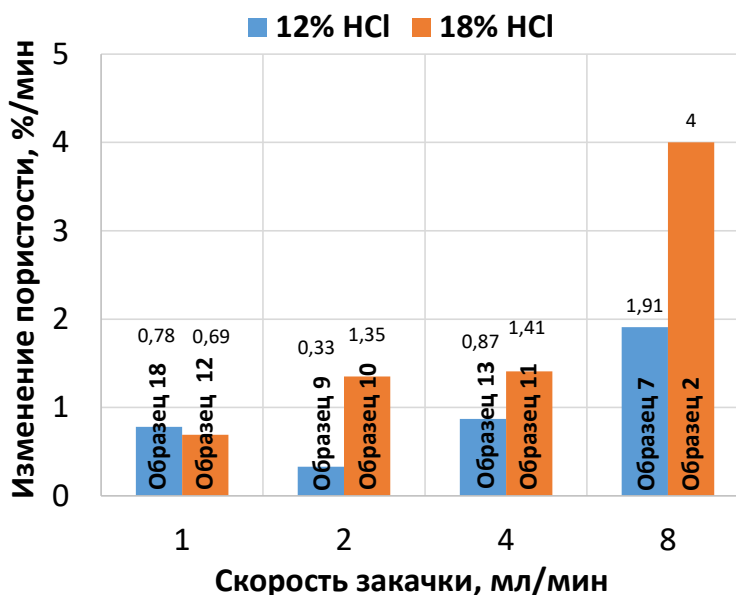


Рисунок 29 – Скорость изменения пористости в зависимости от скорости закачки раствора HCl

Исходя из рисунка 29, можно выявить взаимосвязь - с увеличением скорости закачки раствора скорость изменения пористости также увеличивается. Это особенно заметно при использовании раствора с концентрацией 18% HCl.

### 3.3 Выделение под-образцов

Так как для выявления закономерностей для карбонатных пород нужно больше данных, было решено выделить под-образцы из имеющихся цифровых моделей карбонатных кернов. Было извлечено 408 под-образцов из всех образцов с учетом их растворенного состояния (таблица 9 и рисунок 30). Были созданы трехмерные цифровые модели образцов, отражающие их состояние до и после воздействия кислотного раствора с целью сравнения характеристик под-образцов до и после кислотной обработки породы. Из анализа были исключены те под-образцы, которые были либо непроницаемыми, либо пересекались с червоточинами.

Таблица 9 - Количество извлеченных под-образцов с каждого образца

Наименование образца		2	7	10	13
Количество под-образцов	до КО	56	52	59	37
	после КО	56	52	59	37

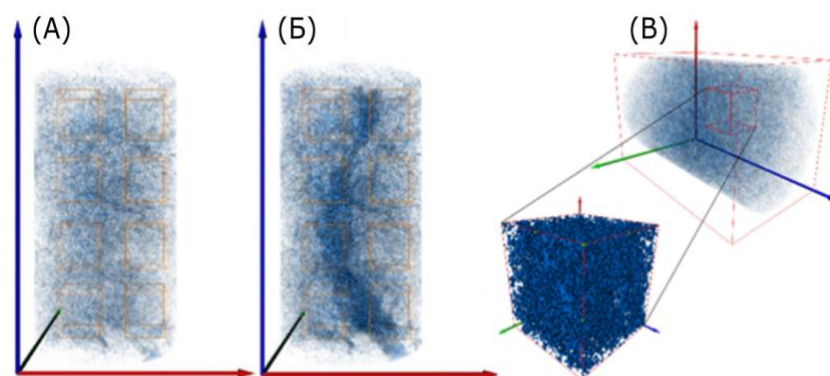


Рисунок 30 – Выделение под-образца из образца: (А) до кислотной обработки; (Б) после кислотной обработки; (В) увеличенный под-образец

Источником данных для исследования в рамках четвертого раздела данной диссертации являются готовые 3D цифровые модели образцов 2, 7, 10 и 13 до и после кислотной обработки (таблица 10). Объем каждого под-образца составляет  $\sim 7,98^3$  мм<sup>3</sup>.

Таблица 10 - Статистика по под-образцам

Свойства под-образца	Параметр статистики	Образец			
		2	7	10	13
Пористость	мин, %	6,7	9,2	8,8	8,5
	макс, %	17,2	21,5	17,4	16,0
	сред, %	10,4	13,7	13,5	12,7
Проницаемость	мин, мкм <sup>2</sup>	0,00017	0,0002	0,0016	0,0008
	макс, мкм <sup>2</sup>	15,87	4,37	1,66	1,47
	сред, мкм <sup>2</sup>	1,95	0,71	0,42	0,27

Поровое пространство и поровая сеть идентичных под-образцов, извлеченных из одного и того же места образцов 2, 7, 10 и 13 до и после кислотной обработки, показаны на рисунке 31.

Образец 2 имеет явно выраженную натуральную трещину. Отфильтрованные и отсегментированные изображения некоторых слайсов образцов в сравнении с их оригинальными изображениями приведены в Приложении Г (рисунки Г.1-Г.4).

После создания поровой сети моделируется течение жидкости в ней: в центрах сфер вычисляется давление фаз на основе закона сохранения массы, а в цилиндрах определяется скорость течения жидкости.

Извлеченная модель поровой сети содержит следующую статистику: количество пор и горловин, координационное число, длина горловины (расстояние от поры до центра следующей связанной поры), скорость течения жидкости в горловине, объем пор, эквивалентный радиус пор. Красный цвет пор поровой сети соответствует порам максимального размера, а синий цвет – порам минимального размера.

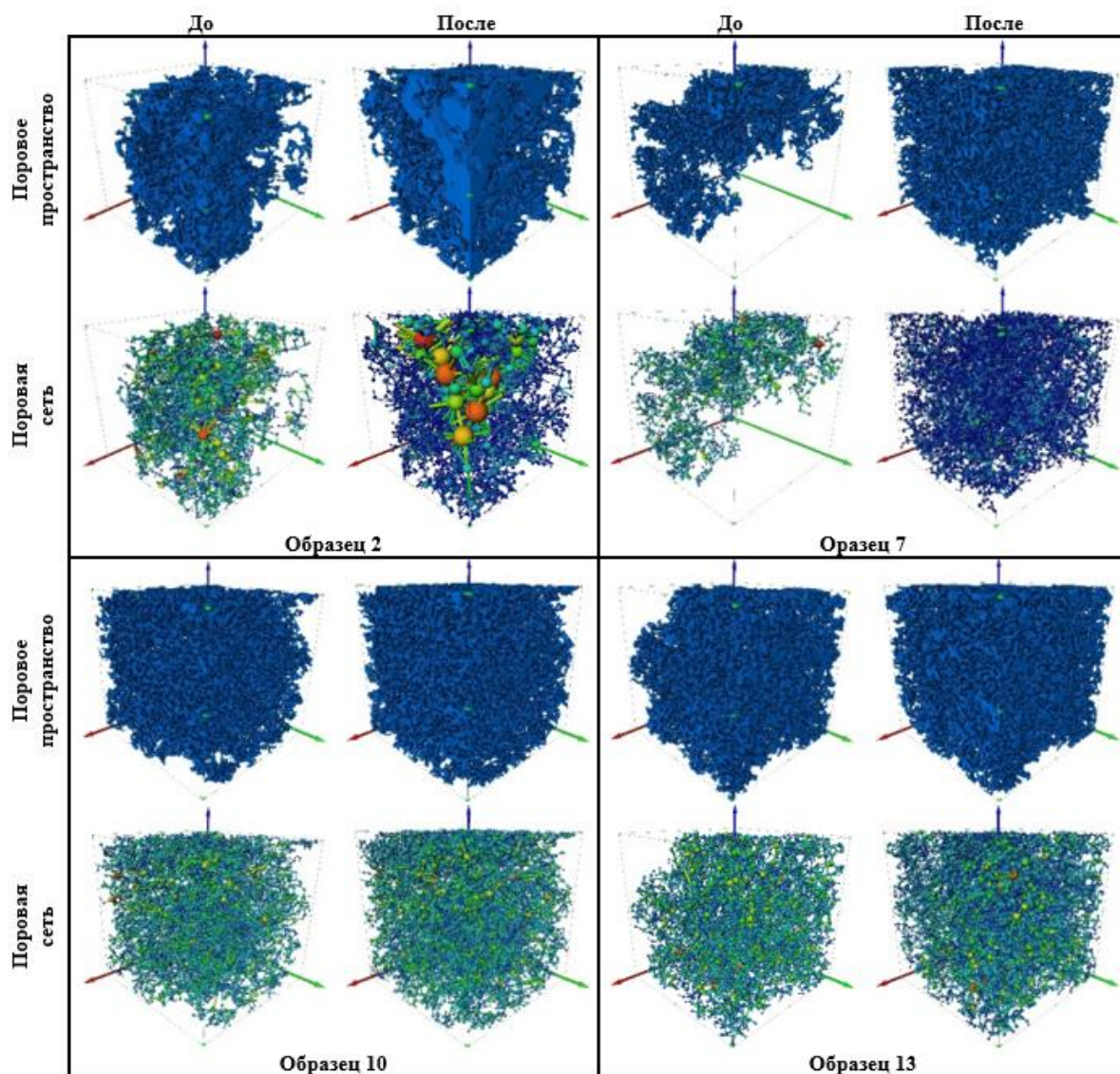


Рисунок 31 – Поровое пространство и поровая сеть под-образцов образцов 2, 7, 10 и 13 до и после кислотной обработки

При стационарном течении несжимаемой жидкости сохранение массы описывается как:

$$\sum g_{ij}(P_i - P_j) = 0, \quad (21)$$

где суммирование выполняется по всем порам  $j$ , соединенных с порой  $i$ ;  $P_i$  и  $P_j$  – давление в центрах пор  $i$  и  $j$ , соответственно.

Так как горловины пор представляют собой цилиндрические трубки радиусом  $r_{ij}$  и длины  $l_{ij}$ , то гидравлическая проводимость горловины  $g_{ij}$  определяется согласно закону Пуазейля:

$$g_{ij} = \pi r_{ij}^4 / 8\mu l_{ij}, \quad (22)$$

где  $\mu$  – динамическая вязкость жидкости.



Абсолютная проницаемость под-образца вычисляется по закону Дарси. Извилистость вычисляется путем суммирования всех скоростей, разделенных на сумму проекций скоростей вдоль направления потока:

$$\tau = \sum_{i=0}^n \|v_i\| / \sum_{i=0}^n \|v_{xi}\|, \quad (23)$$

где  $n$  – количество горловин;  $v_i$  – скорость жидкости, проходящей через горловину  $i$ ;  $v_{xi}$  – ее проекция на ось, параллельной к направлению течения жидкости.

После того как под-образцы были извлечены из образцов, было проведено поромасштабное моделирование с применением ПО Avizo® [144]. ПО Avizo® позволяет обрабатывать изображения, полученные с помощью  $\mu$ -КТ и строить 3D цифровые модели образцов с целью определения микроскопических и макроскопических свойств под-образцов [145, 146].

Все расчеты были проведены при следующих граничных условиях: давления на входе и выходе составили 1,3 и 1,0 атм., соответственно, а на других границах ставилось условие непротекания жидкости. В качестве рабочей жидкости использовалась вода, вязкость которой составляет 1 мПа\*с при комнатной температуре.

В результате поромасштабного моделирования были определены общая и связанная пористости, удельная поверхность, радиусы всех и соединенных пор, радиусы горловин пор, координационное число, гидравлическая извилистость и абсолютная проницаемость.

### **Выводы по разделу 3**

С помощью  $\mu$ -КТ были построены 3D цифровые модели образцов карбонатного керна. На основе поромасштабного моделирования был проведен анализ изменения поровой структуры, а также характеристик пористой среды после кислотной обработки.

Для увеличения количества пористых сред для исследования и снижения времени моделирования, были извлечены идентичные 204 под-образца до кислотной обработки и 204 под-образца после кислотной обработки.

В результате поромасштабного моделирования были определены общая и связанная пористости, удельная поверхность, радиусы всех и соединенных пор, радиусы горловин пор, координационное число, гидравлическая извилистость и абсолютная проницаемость.

Таким образом, в данном разделе была проведена статистическая реконструкция изображений образцов до и после кислотной обработки, были созданы 3D цифровые модели образцов керна, проведен расчет характеристик образцов на основе статистической реконструкции изображений, в том числе расчет абсолютной проницаемости и гидравлической извилистости с использованием поромасштабного моделирования.

## 4 РАСЧЕТ ГЕОМЕТРИЧЕСКИХ И ТРАНСПОРТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПОРОВОЙ СТРУКТУРЫ ОБРАЗЦОВ КАРБОНАТНОГО КЕРНА

В четвертом разделе приводится анализ исследований в области зависимости абсолютной проницаемости от других характеристик пористой среды, изучается зависимость абсолютной проницаемости от общей и связанной пористостей, гидравлической извилистости, удельной поверхности и среднего радиуса пор 408 кубических под-образцов, извлеченных из однородного, неоднородного и трещиноватого типов карбонатных образцов до и после кислотной обработки. Данные характеристики были рассчитаны в ходе поромасштабного моделирования с помощью ПО Avizo® [142].

### 4.1 Анализ существующих зависимостей абсолютной проницаемости от других характеристик пористой среды

Абсолютная проницаемость является макроскопической характеристикой пористой среды, которая обычно определяется в лабораторных условиях на ограниченном количестве образцов горных пород. Существует необходимость установления зависимости между коэффициентом абсолютной проницаемости  $k$  и другими характеристиками пористой среды.

Широко используемым соотношением является уравнение Козени-Кармана (К-К), которое устанавливает связь между коэффициентом абсолютной проницаемости  $k$  и пористостью  $\phi$ , удельной поверхностью  $S$  и гидравлической извилистостью  $\tau$  [147-151].

Однако, уравнение К-К не является достаточно точным для предсказания значений коэффициента абсолютной проницаемости  $k$  большинства реальных пористых материалов [149, 152, 153], поэтому исследователи предлагают свои модификации данного уравнения [6, 8, 150, 151, 153, 154, 155]. Самые распространенные уравнения представляют связь между абсолютной проницаемостью  $k$  и общей пористостью  $\phi$  ( $k \sim \phi^n$ ) [117, 156-159], связанной пористостью  $\phi_{con.}$  ( $k \sim \phi_{con.}^n$ ) и перколяционным порогом пористости  $\phi_c$  ( $k \sim (\phi - \phi_c)^n$ ) [7, 8, 67, 151, 153, 160-163]. В указанных уравнениях  $n$  обозначает показатель степени.

Уравнение  $k \sim \phi^n$  часто применяется для описания зависимости между коэффициентом абсолютной проницаемости  $k$  и общей пористостью  $\phi$  в процессе растворения породы с целью прогнозирования прироста  $k$  при изменении пористости [116, 117, 156-159, 169]. Предыдущие экспериментальные исследования показали, что приближение экспериментальных данных с помощью уравнения  $k \sim \phi^n$  привело к значительно более высоким значениям  $n$  по сравнению с  $n = 3$  в уравнении К-К [117, 157, 159, 169]. Повышенные значения  $n$  могут объясняться образованием червоточин в образцах породы в результате взаимодействия карбонатных пород с кислотными растворами. Более того, многие авторы отметили изменение значения  $n$  по мере растворения породы [116, 117, 158, 159, 170]. В работе [170] приведена зависимость  $n$  от пористости среды во время растворения породы.

Впервые концепция перколяционного порога пористости  $\phi_c$  для описания зависимости абсолютной проницаемости от пористости была упомянута в работе [154]. Перколяционный порог представляет собой минимальную пористость, при которой среда становится проницаемой [163]. К примеру, в модели К-К, абсолютная проницаемость среды принимается равной нулю только при нулевой пористости. Однако, в реальных пористых средах существуют несвязанные между собой поры, по которым невозможно течение жидкости. Таким образом, течение жидкости через пористую среду невозможно, если значение пористости ниже перколяционного порога. Поэтому, перколяционный порог пористости является важным показателем, определяющим абсолютную проницаемость пористой среды.

Перколяционный порог можно определить с помощью зависимостей  $\phi_{con} \sim (\phi - \phi_c)^n$  и  $k \sim (\phi - \phi_c)^n$ . В работе [153] были найдены значения  $\phi_c$  и  $n$ , соответственно равные 4% и  $n \approx 2,2$  для кальцитовых заполнителей, тогда как в работе [151] эти значения составили 3-9% и  $n \approx 4$  для пористых сред со сферичной упаковкой шаров. К примеру, перколяционный порог пористости для образцов известняка равен  $\phi_c = 5,9\%$  [67], песчаников Fontainebleau  $\phi_c = 1,9\%$  [162] и  $\phi_c = 2,5$  [8].

Существуют исследования, посвященные анализу взаимосвязи между абсолютной проницаемостью  $k$  и характерным размером пористой среды  $l$  [160, 164-168, 171]. Часто в качестве характерного размера пористой структуры  $l$  используется критический радиус пор  $r_{cr}$ , который определяется лабораторно при закачке несмачиваемой жидкости в образцы породы [166-168].

Выводы на основе анализа ранее проведенных исследований:

1. Существует недостаточное количество исследований, посвященных изучению взаимосвязи между абсолютной проницаемостью  $k$  и характерным размером пористой структуры  $l$ .

2. Большинство исследований были выполнены с использованием образцов песчаников, вулканических пород или искусственных пористых материалов, а также идеальных пористых сред. Это ограничивает применимость результатов к другим типам пористых сред.

3. Каждое из проведенных исследований было выполнено на ограниченном количестве образцов, что может снижать статистическую достоверность и обобщаемость результатов.

4. Влияние кислотной обработки породы на зависимость абсолютной проницаемости от пористости, гидравлической извилистости и удельной поверхности мало изучено и требует дополнительных исследований.

#### **4.2 Степень неоднородности изучаемых образцов**

В данном подразделе была проанализирована степень неоднородности  $h$  рассмотренных образцов в представленной диссертации, которая характеризует изменение ее характеристик в пространстве. На рисунке 32 показаны распределения пористости и абсолютной проницаемости под-образцов, извлеченных из исследуемых цилиндрических образцов карбонатного керна.

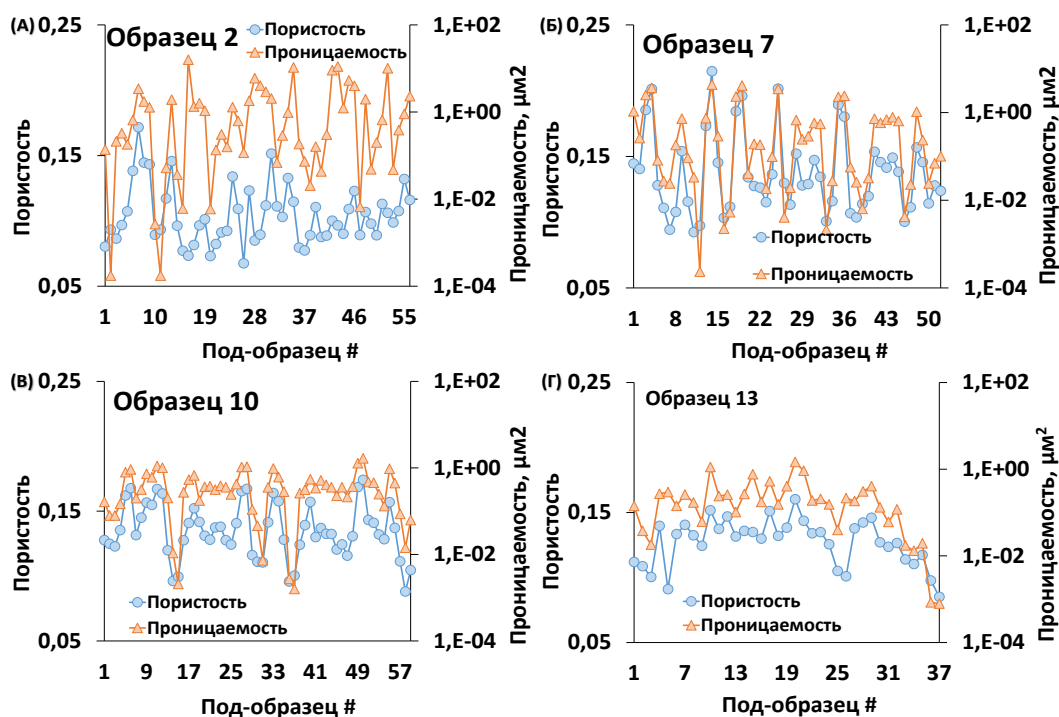


Рисунок 32 – Пористость и абсолютная проницаемость под-образцов образцов 2, 10, 7 и 13

Степень неоднородности  $h$  вычислена по следующей формуле [172, 173]:

$$h = \frac{1}{\underline{\phi}} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (\phi_i - \underline{\phi})^2}{N}}, \quad (24)$$

где  $\phi_i$  – пористость  $i$ -го под-образца;  $\underline{\phi}$  – осредненная по всем под-образцам пористость в рамках одного цилиндрического образца;  $N$  – количество под-образцов, извлеченных из каждого образца. Степень неоднородности, рассчитанная по формуле (24) приведена в таблице 11.

Таблица 11 - Неоднородность под-образцов

Неоднородность по	Образец			
	2	7	10	13
Пористости	0,21	0,22	0,15	0,14
Проницаемости	1,69	1,59	0,85	1,19

Согласно таблице 11, образцы 2 и 7 имеют более высокие значения степени неоднородности  $h$  для пористости и абсолютной проницаемости, чем образцы 10 и 13. Для дальнейшего анализа, образцы 10 и 13 будут рассматриваться как один образец, так как они считаются однородными. В то время как образец 2 будет обозначаться как неоднородный, а образец 7 как трещиноватый.

### 4.3 Зависимость связанной пористости от общей пористости

Пористость является значимой характеристикой пористой среды, отражающей ее способность вмещать в себя жидкости или газ. Общая пористость  $\phi$  определяется как отношение объема пор к общему объему породы. Связанная пористость  $\phi_{con}$  определяется как отношение связанных между собой пор к общему объему. Некоторые исследования указывают на наличие взаимосвязи между связанной  $\phi_{con}$  и общей пористостями  $\phi$  [7, 160, 174]. Результаты изучения структуры пор молодого морского льда [160] и базальтовых обломков [174] с использованием  $\mu$ -КТ показали, что связанная пористость  $\phi_{con}$  зависит от общей пористости  $\phi$  согласно степенному закону  $\phi_{con} \sim (\phi - \phi_c)^p$ , где  $p$  и  $\phi_c$  – степенной показатель и перколяционный порог пористости.

На рисунке 33 показано распределение связанной пористости относительно общей пористости под-образцов до и после кислотной обработки. Синие круги соответствуют образцам до кислотной обработки, а оранжевые квадраты соответствуют образцам после кислотной обработки. Прерывистыми линиями представлены аппроксимирующие кривые зависимости между связанной и общей пористостями.

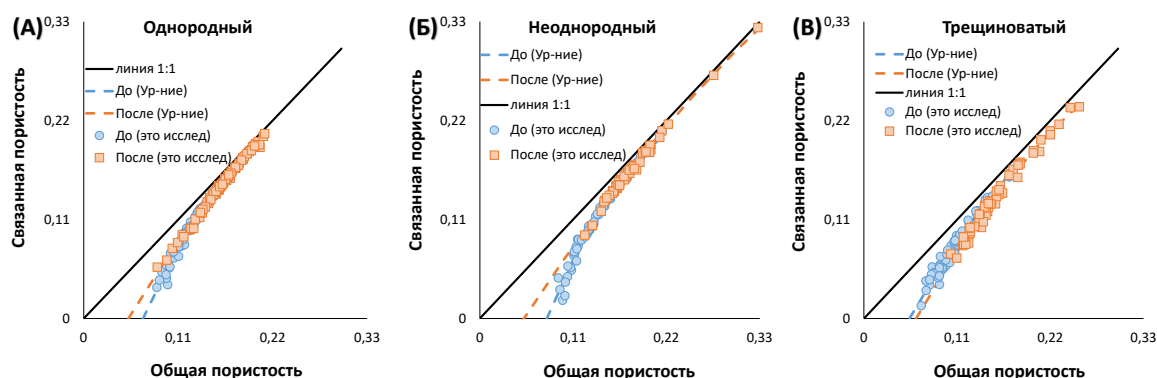


Рисунок 33 – Связанная и общая пористости под-образцов

Как видно из рисунка 33, полученная зависимость связанной пористости от общей пористости имеет форму параболы. Уравнение аппроксимирующих кривых имеет следующий вид:

$$\phi_{con} = a\phi^2 + b\phi + c, \quad (25)$$

где  $a, b$  и  $c$  – поправочные коэффициенты (таблица 12).

Таблица 12 - Значения поправочных коэффициентов уравнения (25)

Тип породы	$a$	$b$	$c$	$a$	$b$	$c$
	До КО			После КО		
Однородный	-5,361	2,868	-0,173	-1,594	1,705	-0,084
Неоднородный	-5,828	3,193	-0,216	-0,977	1,536	-0,077
Трещиноватый	-2,717	1,976	-0,098	-2,068	1,889	-0,108

Соотношение между связанной и общей пористостями имеет значение для определения перколяционного порога пористости  $\phi_c$  [174]. Часто для определения перколяционного порога пористости  $\phi_c$  используют зависимость абсолютной проницаемости  $k$  от общей пористости, представленную как:

$$k \sim (\phi - \phi_c)^q, \quad (26)$$

где  $q$  – степенной показатель [8, 151, 153, 161-163]. Данная зависимость широко используется из-за доступности данных по общей пористости и абсолютной проницаемости, собранных в результате многочисленных лабораторных исследований кернов различных пород.

В данной диссертации перколяционный порог пористости  $\phi_c$  определен как положительный корень уравнения (25), а его значения представлены в таблице 13 в сравнении с различными пористыми материалами.

Таблица 13 - Перколяционный порог пористости пористых материалов

Ссылка	$\phi_c$ , %	Пористая среда	Зависимость
[151]	3; 9	Сферическая упаковка, спеченная пористая среда	$k \sim (\phi - \phi_c)^q$
[153]	4	Горячепрессованный кальцит	$k \sim (\phi - \phi_c)^q$
[8]	2,5	Песчаник Fontainebleau	$k \sim (\phi - \phi_c)^q$
[174]	9-14	Базальтовые обломки	$\phi_{con} \sim (\phi - \phi_c)^p$
[67]	5,9	Карбонатные породы	$k \sim (\phi - \phi_c)^q$
[162]	1,9	Песчаник Fontainebleau	$k \sim (\phi - \phi_c)^q$
Это исследование (до)			
Однородный	6,9	Карбонатные породы	$\phi_{con} = a\phi^2 + b\phi + c$
Неоднородный	7,9		
Трещиноватый	5,4		
Это исследование (после)			
Однородный	5,2	Карбонатные породы	$\phi_{con} = a\phi^2 + b\phi + c$
Неоднородный	5,0		
Трещиноватый	6,2		

Таким образом, перколяционный порог пористости можно определить, если имеются данные по связанной и общей пористостям [7, 160, 174]. Согласно таблице 13, перколяционные пороги пористости  $\phi_c$  в данной работе для образцов карбонатной породы до и после их кислотной обработки близки к значению 5,9%, которое также было определено при проведении экспериментального исследования по кислотной обработке карбонатных образцов в работе [67].

После кислотной обработки наблюдается снижение перколяционного порога пористости  $\phi_c$ , за исключением незначительного увеличения для трещиноватого типа, что указывает на увеличение связанности пор из-за формирования новых каналов. Наибольшее изменение произошло у неоднородного типа пород.

#### 4.4 Гидравлическая извилистость

Извилистость пористой среды представляет собой макроскопическое свойство пористой среды. Выделяют следующие виды извилистости: гидравлическая, геометрическая, электрическая и диффузионная [175]. Гидравлическая извилистость  $\tau$  определяется как отношение фактической длины пути потока к длине образца в направлении потока. Существующие модели извилистости ограничены в универсальном применении для всех видов пористых сред [175-179]. Существуют разнообразные модели извилистости, полученные эмпирическим, аналитическим или численным путем.

Таблица 14 содержит некоторые модели гидравлической извилистости.

Таблица 14 - Модели извилистости для различных пористых сред

Ссылка	Пористая среда	Уравнение	Извилистость
[176]	Фиксированные слои: сферы кубы	$\tau = 1 - P \ln \phi$ , $P=0,41$ $P=0,63$	Гидравлическая
[180]	Гранулированная пористая среда  Рыхлая пористая среда	$\tau = \frac{\phi}{1 - (1 - \phi)^{\frac{2}{3}}}$ $\tau^{-\frac{3}{2}}(3\tau - 1) = 2\phi^{\frac{1}{2}}$	Гидравлическая
[181]	Случайно расположенные идеальные квадраты	$\tau = 1 + 0,8(1 - \phi)$	Гидравлическая
[7]	Случайно расположенные идеальные квадраты	$\tau = 1 + \frac{0,65(1 - \phi)}{(\phi - 0,33)^{0,19}}$	Гидравлическая

Традиционно считается, что извилистость среды зависит только от пористости среды, но последние исследования показывают, что извилистость зависит также от структуры пористой среды [182]. Например, пористая среда с преимущественно прямолинейными и простыми путями будет иметь меньшую извилистость, чем среда с более сложной и извилистой структурой пор (неоднородная или трещиноватая среда).

Извилистость играет важную роль при определении характера течения жидкости в порах. Чем больше извилистость пористой среды, тем большее сопротивление оказывается на течение и тем ниже значение абсолютной проницаемости. Это связано с тем, что извилистые пути увеличивают длину траектории частиц жидкости и требуют дополнительного времени для их прохождения.

В ходе данного исследования были определены гидравлические извилистости для под-образцов однородного, неоднородного и трещиноватого типа до и после кислотной обработки. Результаты зависимости гидравлической извилистости от пористости до и после кислотной обработки представлены на рисунке 34. Для сравнения, на этом рисунке также показаны извилистости, рассчитанные с помощью некоторых моделей из таблицы 14, обозначенные прерывистыми и сплошными линиями.

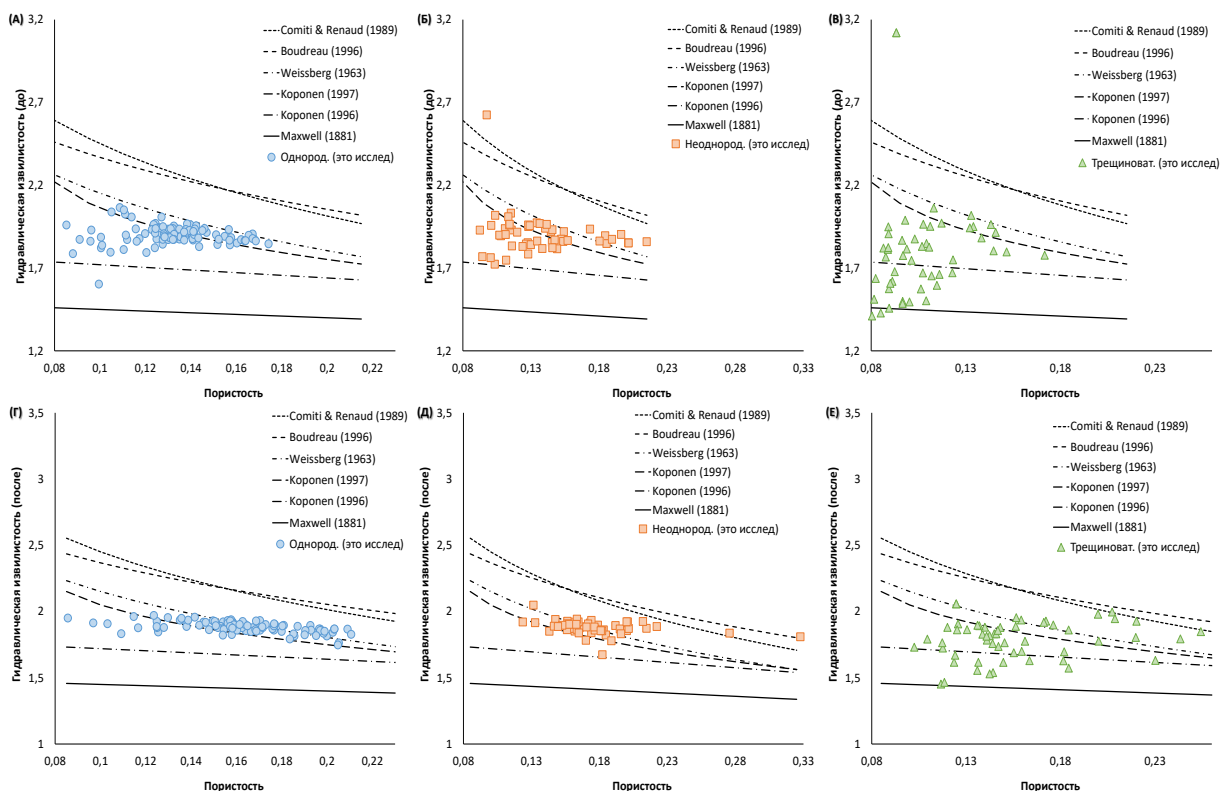


Рисунок 34 – Изменение гидравлической извилистости по общей пористости

Из анализа рисунка 34 следует, что гидравлическая извилистость слабо меняется по пористости для всех под-образцов до и после кислотной обработки. Стоит отметить, что гидравлическая извилистость под-образцов трещиноватого типа имеет большой разброс по сравнению с другими типами. Было выявлено, что известные модели извилистости плохо коррелируют с данными в представленной диссертации, так как они были разработаны для пористых сред с высокими значениями пористости ( $>30\%$ ), в то время как пористость исследуемых под-образцов не превышает  $32\%$  после кислотной обработки.

#### 4.5 Зависимость абсолютной проницаемости от пористости

Абсолютная проницаемость является значимой макроскопической характеристикой горных пород и ее определение имеет актуальное значение для разработки нефтегазовых месторождений. Для установления зависимостей между абсолютной проницаемостью и пористостями, данные в представленной диссертации были аппроксимированы с использованием следующих уравнений:

$$k \sim \phi^n \quad [156], \quad (27)$$

$$k \sim (\phi - \phi_c)^n \quad [7, 8, 67, 161] \quad (28)$$

$$k \sim \phi_{con}^n \quad [132]. \quad (29)$$

Значения перколяционного порога  $\phi_c$  были определены согласно подразделу 4.3 для всех образцов до и после кислотной обработки. В таблице 15 представлены значения коэффициентов  $a$ ,  $n$  и  $R^2$  для аппроксимирующих уравнений до и после кислотной обработки.



Таблица 15 - Аппроксимирующие уравнения зависимостей между абсолютной проницаемостью и пористостью

Коэффициенты	$a$	$n$	$R^2$	$a$	$n$	$R^2$
$k = a\phi^n$						
Тип образца	До кислотной обработки			После кислотной обработки		
Однородный	$8,11 \cdot 10^6$	8,655	0,705	$3,87 \cdot 10^4$	5,669	0,719
Неоднородный	$1,59 \cdot 10^7$	9,233	0,756	$1,53 \cdot 10^6$	7,832	0,626
Трещиноватый	$2,10 \cdot 10^4$	4,827	0,149	$7,79 \cdot 10^4$	5,209	0,352
$k = a\phi_{con}^n$						
Однородный	$3,77 \cdot 10^3$	4,430	0,801	$2,49 \cdot 10^3$	3,967	0,694
Неоднородный	$1,27 \cdot 10^3$	3,894	0,760	$1,82 \cdot 10^5$	6,291	0,646
Трещиноватый	$1,60 \cdot 10^2$	2,314	0,157	$8,04 \cdot 10^3$	3,656	0,358
$k = a(\phi - \phi_c)^n$						
Однородный	$4,96 \cdot 10^3$	3,621	0,709	$3,07 \cdot 10^3$	3,509	0,698
Неоднородный	$5,25 \cdot 10^3$	3,529	0,741	$3,21 \cdot 10^5$	5,795	0,645
Трещиноватый	$2,27 \cdot 10^2$	2,102	0,138	$8,90 \cdot 10^3$	3,150	0,356

На рисунке 35 представлена зависимость абсолютной проницаемости от общей и связанной пористостей для однородного, неоднородного и трещиноватого образцов. Кругами и квадратами показаны значения абсолютной проницаемости, рассчитанные с помощью поромасштабного моделирования до и после кислотной обработки.

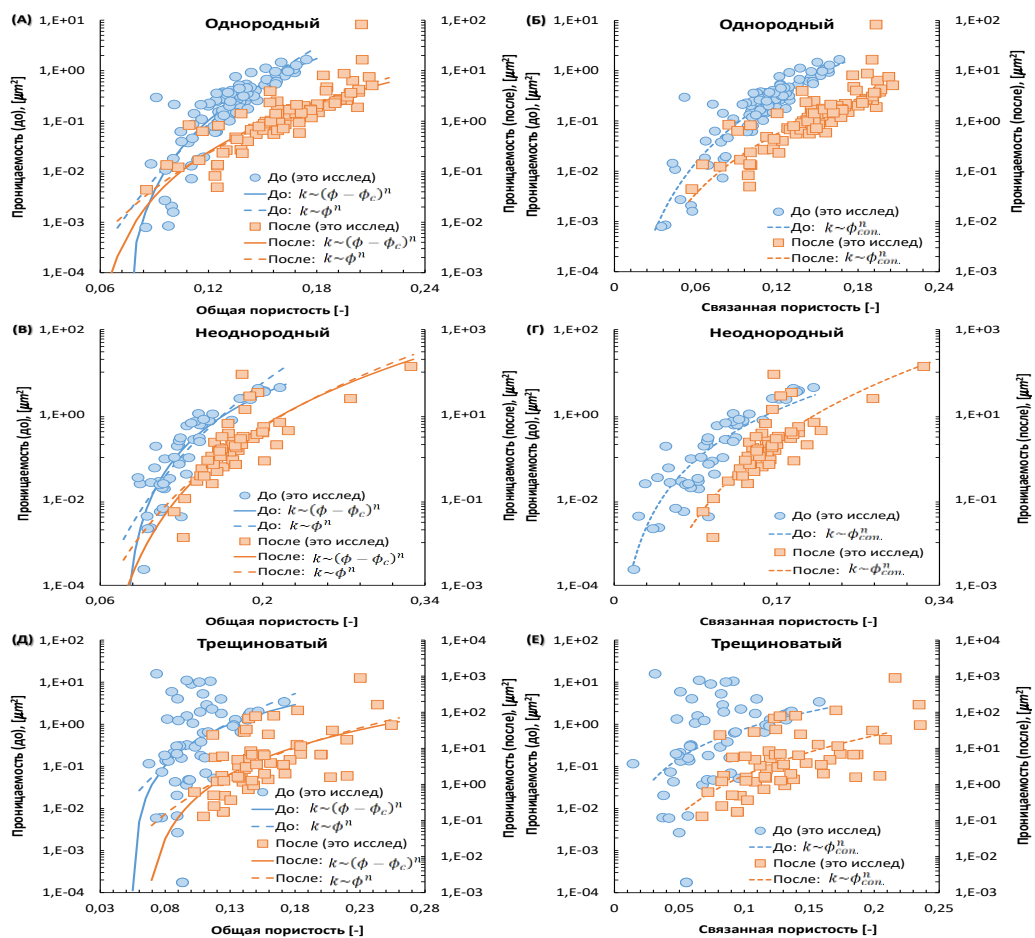


Рисунок 35 – Зависимость абсолютной проницаемости от общей и связанной пористостей

Данные в таблице 15 указывают на более сильную связь между абсолютной проницаемостью и пористостью для однородного и неоднородного образцов по сравнению с трещиноватым образцом. Коэффициенты достоверности  $R^2$  для всех видов уравнений для однородного и неоднородного образцов варьируются в диапазоне 0,626-0,801 после кислотной обработки, тогда как для трещиноватого образца данный коэффициент варьируется от 0,138 до 0,358.

Рисунок 35 показывает, что кислотная обработка приводит к увеличению пористости и абсолютной проницаемости, а также меняет форму зависимости между ними, то есть изменяются значения коэффициентов  $a$  и  $n$  в аппроксимирующих уравнениях. Например, для однородного образца до кислотной обработки зависимость между абсолютной проницаемостью и общей пористостью описывается уравнением  $k = 8,11 * 10^6 \phi^{8,655}$ , в то время как после кислотной обработки данное уравнение приобретает вид  $k = 3,87 * 10^4 \phi^{5,669}$ . Аналогичные тенденции наблюдаются и для остальных зависимостей  $k \sim (\phi - \phi_c)^n$  и  $k \sim \phi_{con}^n$ . Это свидетельствует о том, что структура порового пространства горной породы меняется после кислотной обработки, что приводит к существенным изменениям макроскопических характеристик.

Изменение соотношения между абсолютной проницаемостью и пористостью из-за кислотной обработки породы, должно быть учтено при моделировании течения жидкостей в крупном масштабе - прогнозировании уровня добычи углеводородов из карбонатных месторождений или закачке  $CO_2$  в пласты для хранения. Также стоит отметить, что значения степенного показателя  $n$ , полученные в данном исследовании, существенно превышают эти значения в уравнении К-К ( $n = 3$ ). Подобное явление было отмечено и в других исследованиях [117, 156, 159]. Например, в работе [117] автор получила значение  $n = 13$  при растворении цилиндрического образца известняка при закачке  $CO_2$ .

Авторы работы [159] аппроксимировали данные по абсолютной проницаемости и пористости известняка, растворенного  $CO_2$ , уравнением  $k \sim \phi^n$ , где  $n \approx 4,9$ . Высокие значения степенного показателя  $n$  для рассмотренных реальных образцов карбонатного керна объясняются более сложной структурой их порового пространства по сравнению с идеальными пористыми материалами, для которых было получено уравнение К-К.

На рисунке 35 явно видно, что распределение абсолютной проницаемости для под-образцов трещиноватого образца (рисунки 35Д, 35Е) имеет большой разброс по сравнению другими образцами, что указывает на низкую корреляцию между абсолютной проницаемостью и пористостью. Это свидетельствует о том, что с ростом степени растворения породы укрепляется зависимость между абсолютной проницаемостью и пористостью. Под-образцы трещиноватого образца характеризуются высокой абсолютной проницаемостью, в то же время низкой пористостью до кислотной обработки. Также из рисунка 35 видно, что уравнение с перколяционным порогом пористости лучше всего описывает абсолютную проницаемость как при низких значениях, так и при высоких значениях пористости по сравнению с другими уравнениями.

## 4.6 Зависимость абсолютной проницаемости от гидравлической извилистости и удельной поверхности

Согласно уравнению К-К, абсолютная проницаемость является функцией не только пористости, но также гидравлической извилистости  $\tau$  и удельной поверхности  $S$  [148, 150, 152, 183]. Так как уравнение К-К было получено для идеальных пористых сред [148, 183], оно плохо предсказывает абсолютную проницаемость реальных горных пород [6, 150, 152, 184]. На рисунке 36 показана зависимость абсолютной проницаемости  $k$  от  $\tau$  и  $S$  для однородного, неоднородного и трещиноватого образцов до и после кислотной обработки.

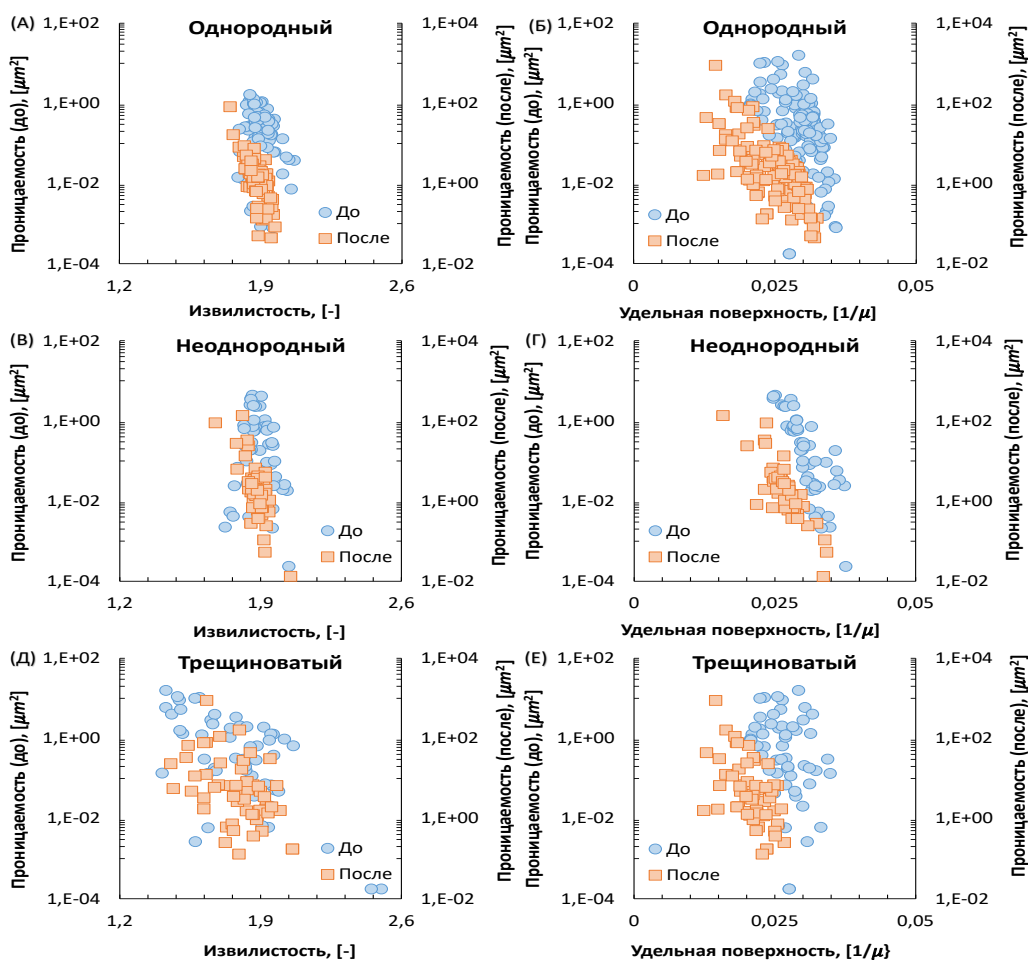


Рисунок 36 – Зависимость проницаемости от  $\tau$  и  $S$

Как показывает рисунок 36, наблюдается четкая взаимосвязь – с увеличением гидравлической извилистости  $\tau$  и удельной поверхности  $S$ , снижается абсолютная проницаемость  $k$ . Эту взаимосвязь наилучшим образом можно описать степенными законами:

$$k \sim \tau^{-\alpha}, \quad (30)$$

$$k \sim S^{-\beta} \quad (31)$$

где  $\alpha$  и  $\beta$  - показатели степени для  $\tau$  и  $S$ , соответственно.

Значения  $\alpha$  и  $\beta$  значительно превышают эти показатели в уравнении К-К. Коэффициент  $\alpha$  меняется от 7 до 42, а коэффициент  $\beta$  от 5 до 18 с учетом растворенного состояния образцов. Рисунок 36 также показывает, что при прогнозировании абсолютной проницаемости извилистость  $\tau$  является более важным показателем, нежели удельная поверхность  $S$ .

В приложении Д (рисунок Д.1) приводится авторское свидетельство на альтернативный метод расчета абсолютной проницаемости образцов карбонатного керна [185].

#### 4.7 Зависимость абсолютной проницаемости от среднего радиуса пор, радиуса горловин и координационного числа

Были рассчитаны средние радиусы пор  $r_p$  для однородного, неоднородного и трещиноватого образцов. Литературный обзор показывает, что для описания связи между абсолютной проницаемостью и средним радиусом пор  $r_p$  для идеальных и реальных пористых сред используется соотношение:

$$k = c\phi^\gamma l^\delta, \quad (32)$$

где  $l$  – характерный размер пористой среды [164-168].

На рисунке 37 показаны распределения абсолютной проницаемости в зависимости от среднего радиуса пор  $r_p$  для однородного, неоднородного и трещиноватого образцов до и после кислотной обработки.

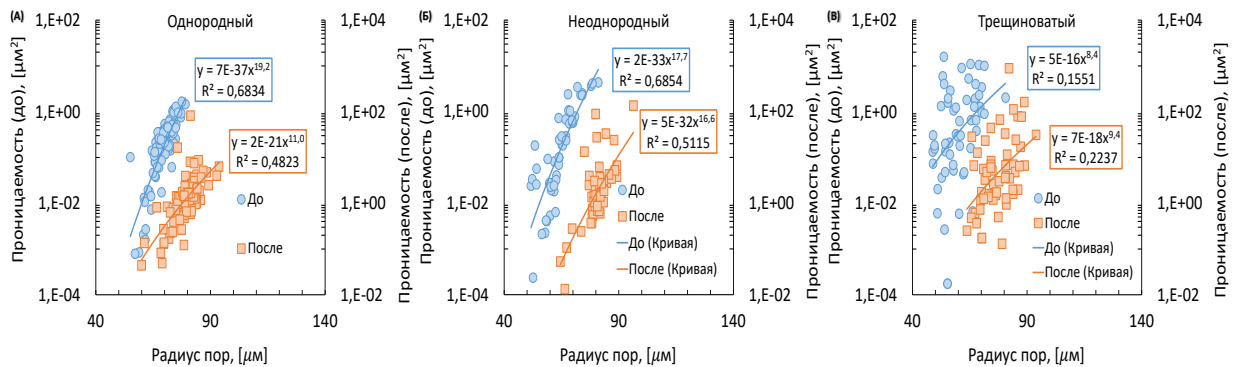


Рисунок 37 – Зависимость абсолютной проницаемости среднего радиуса пор

Как видно из рисунка 37, имеется взаимосвязь между абсолютной проницаемостью и средним радиусом пор  $r_p$ , особенно для однородного и неоднородного образцов до и после кислотной обработки, которая лучше описывается степенным законом:

$$k \sim r_p^\alpha, \quad (33)$$

где  $\alpha$  – показатель степени.

Положительная взаимосвязь между абсолютной проницаемостью и средним радиусом пор  $r_p$  указывает на то, что средний радиус пор  $r_p$  является одной из характеристик, оказывающих влияние на проницаемость среды.

На рисунке 38 показана зависимость абсолютной проницаемости от радиуса горловин пор для однородного, неоднородного и трещиноватого образцов до и после кислотной обработки.

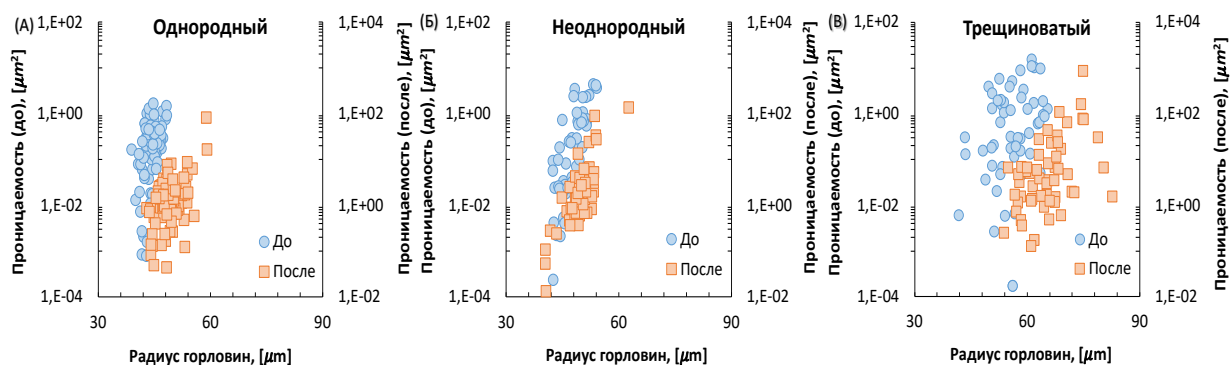


Рисунок 38 – Зависимость абсолютной проницаемости от радиуса горловин пор

Под средним координационным числом для пор понимается среднее число горловин, приходящееся на одну пору. На рисунке 39 показана зависимость абсолютной проницаемости от координационного числа для однородного, неоднородного и трещиноватого образцов карбонатного керна до и после кислотной обработки.

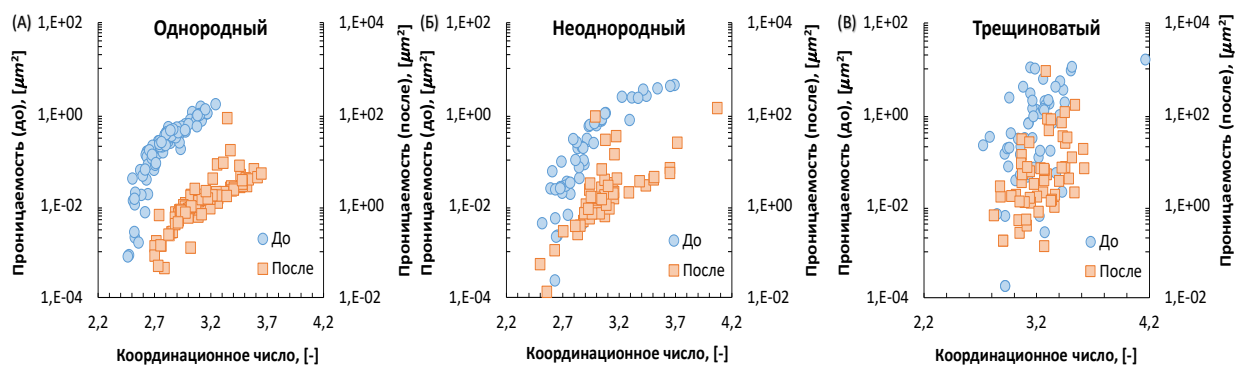


Рисунок 39 – Зависимость абсолютной проницаемости от координационного числа

#### 4.8 Чувствительность изменения абсолютной проницаемости к изменениям других характеристик

На рисунке 40 показана чувствительность изменения абсолютной проницаемости к изменению общей пористости, радиуса пор, радиуса горловин, связанной пористости, длины горловин, гидравлической извилистости, координационного числа и удельной поверхности для однородного, неоднородного и трещиноватого образцов.

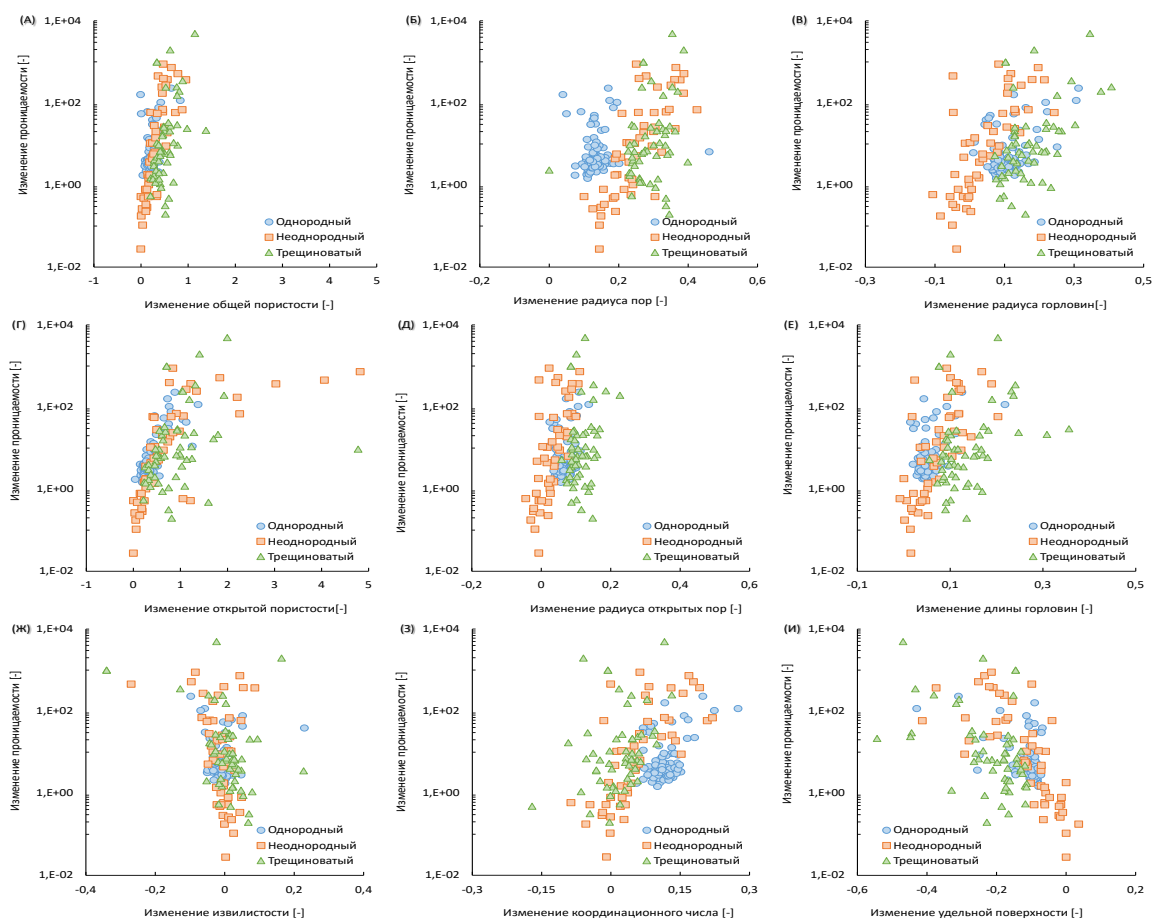


Рисунок 40 – Чувствительность изменения абсолютной проницаемости к различным характеристикам

#### 4.9 Изучение влияния кислотной обработки на относительную фазовую проницаемость

В данном подразделе рассматривается процесс пропитки; в качестве смачивающей и несмачивающей жидкостей были использованы вода и нефть, соответственно. В ходе поромасштабного моделирования были рассчитаны связанная пористость, абсолютная проницаемость, эквивалентный радиус пор и горловин пор, относительная фазовая проницаемость.

Исходными данными для данного подраздела являлись кубические под-образцы размером около 8 мм, отобранные из 3D моделей образцов 7 и 10 до и после кислотной обработки. С каждого образца были извлечены 10 кубических под-образцов, 5 – до кислотной обработки, 5 – после кислотной обработки из одного и того же места для обеспечения их идентичности.

Все расчеты были проведены с использованием следующих характеристик: динамическая вязкость нефти – 2,31 мПа\*с, динамическая вязкость воды – 1 мПа\*с, плотность нефти – 783 кг/м<sup>3</sup>, плотность воды – 1000 кг/м<sup>3</sup>, межфазное натяжение – 30 мН/м, перепад давления – 30 кПа, начальный краевой угол смачивания – 90<sup>0</sup>.

Поровое пространство под-образцов, отобранных из образцов 7 и 10 до и после их кислотной обработки, показано на рисунке 41, где серый цвет соответствует поровому пространству, а белый – твердому скелету.

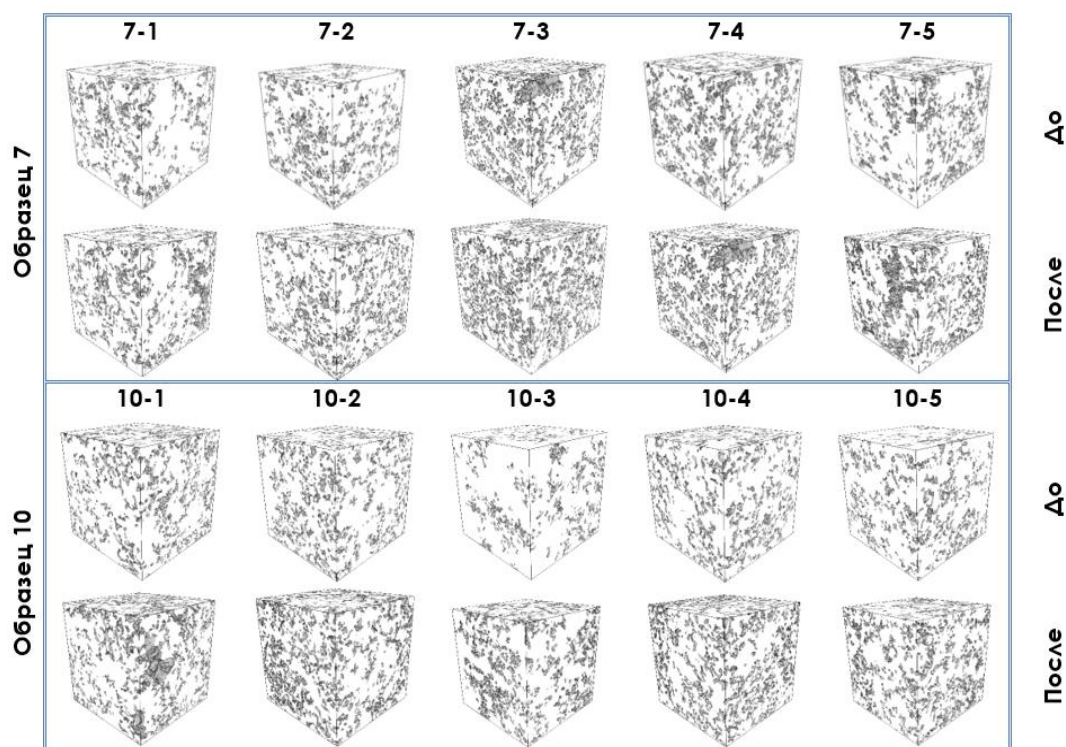


Рисунок 41 – Поровое пространство под-образцов образцов 7 и 10

Как показывает рисунок 41, произошли заметные изменения в поровой структуре отобранных под-образцов в результате кислотной обработки породы. Из под-образцов были извлечены их цифровые модели для поромасштабного моделирования течения двухфазной жидкости на 'PnFlow' [107].

В таблице 16 приведена краткая статистика пор под-образцов образцов 7 и 10 до и после кислотной обработки.

Таблица 16 - Краткая статистика радиусов пор под-образцов образцов 7 и 10 до и после кислотной обработки

Под-образец	Мин, $\mu\text{m}$			Макс, $\mu\text{m}$			Сред, $\mu\text{m}$		
	До	После	Относит измен, %	До	После	Относит измен, %	До	После	Относит измен, %
7-1	17,13	17,17	0,26	173,7	236,3	36,0	61,6	71,9	16,8
7-2	17,13	17,17	0,23	194,9	185,9	-4,6	62,7	69,0	10,0
7-3	17,12	17,18	0,32	238,2	439,1	84,3	68,0	73,5	8,0
7-4	17,12	17,18	0,30	220,7	340,8	54,4	65,4	72,0	10,0
7-5	17,13	23,23	35,61	279,6	480,9	72,0	67,8	72,1	6,5
10-1	17,10	17,18	0,48	178,8	392,4	119,5	63,9	68,6	7,4
10-2	17,10	17,18	0,47	167,2	190,2	13,7	62,3	66,4	6,6
10-3	17,09	17,18	0,52	211,3	216,3	2,3	62,6	67,53	7,9
10-4	17,09	17,17	0,46	211,3	219,8	4,0	63,6	69,45	9,1
10-5	17,10	17,18	0,46	180,9	193,0	6,7	60,3	65,17	8,0

Распределение пор по размеру для под-образцов из образцов 7 и 10 до (синие столбцы) и после (оранжевые столбцы) кислотной обработки, приведены на рисунках 42.

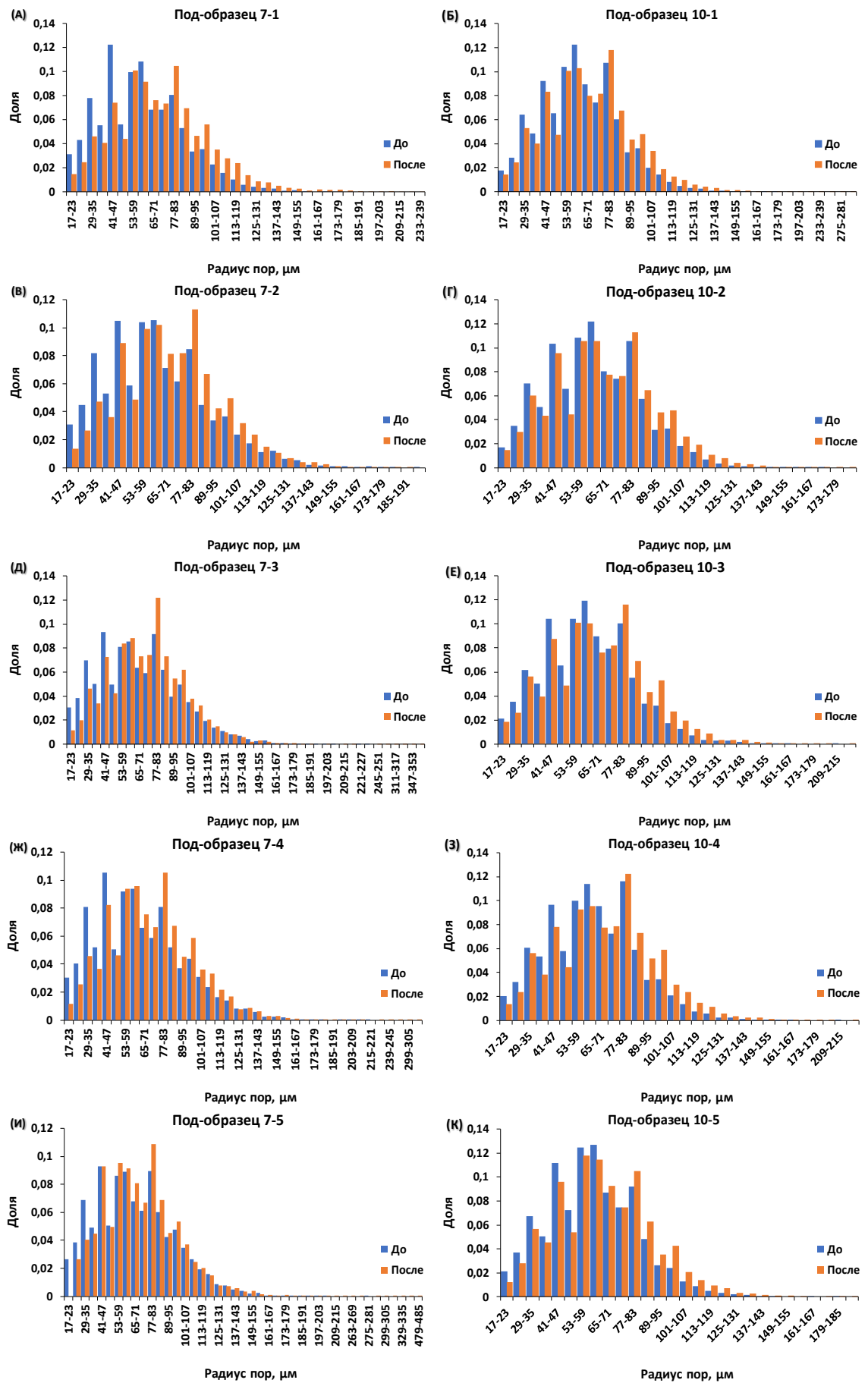


Рисунок 42 – Распределение пор по радиусу под-образцов образцов 7 и 10



Как показывает рисунок 42, наблюдается рост количества крупных пор после кислотной обработки для образца 7, которые образовались за счет укрупнения более крупных пор или объединения нескольких более мелких пор. Такую же тенденцию можно выявить для образца 10.

Как видно из таблицы 16, нижняя граница диапазона распределения пор практически не изменилась для всех под-образцов, за исключением под-образца 7-5, у которого все соединенные между собой мелкие поры с радиусами ниже 23 мкм исчезли. Сдвиг нижней границы диапазона изменения радиуса пор вправо указывает на то, что кислотная обработка не привела к образованию новых соединенных пор, радиусы которых меньше изначальных мелких пор.

В целом, наблюдается значительный прирост для максимального радиуса пор, что свидетельствует об образовании широких каналов. Средний радиус пор под-образцов вырос от 6,5 до 16,8%. Наименьший и наибольший приросты получились у под-образцов 7-5 и 7-1, соответственно.

Пористость и абсолютная проницаемость образцов 7 и 10 до и после их кислотной обработки приведены в таблице 17. Влияние кислотной обработки на пористость и абсолютную проницаемость под-образцов показано на рисунке 43.

Таблица 17 - Пористость и абсолютная проницаемость под-образцов образцов 7 и 10 до и после кислотной обработки

Под-образец	Пористость, %		Абсолютная проницаемость, мД	
	До	После	До	После
7-1	16,7	22,2	2,58	11,13
7-2	19,4	21,3	3,86	9,01
7-3	29,1	29,4	24,53	40,94
7-4	21,8	23,1	8,95	12,86
7-5	19,8	22,6	7,49	11,88
10-1	19,0	22,4	6,22	15,07
10-2	16,7	20,3	3,04	6,50
10-3	14,5	18,8	0,90	4,23
10-4	18,4	22,9	5,77	15,52
10-5	14,7	18,8	2,04	6,37

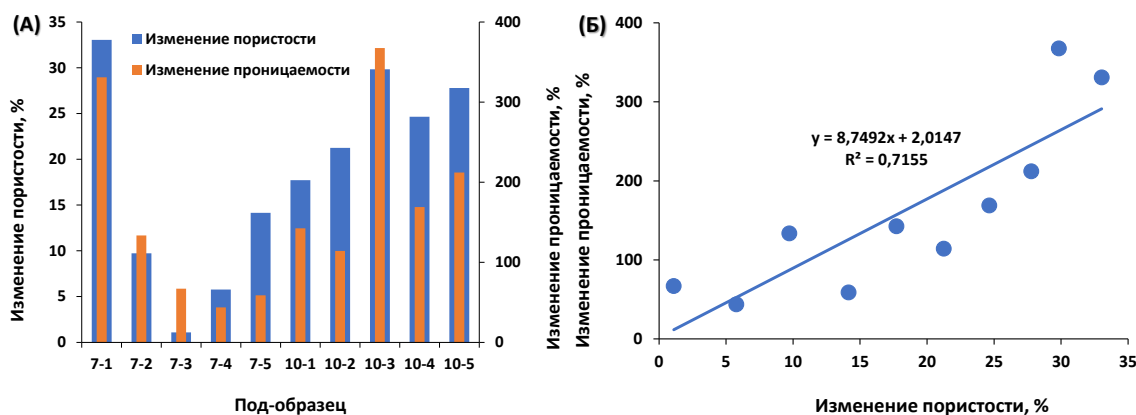


Рисунок 43 – Изменение пористости и проницаемости под-образцов (А); Чувствительность изменения проницаемости к изменению пористости (Б)

Как показывает рисунок 43А, изменения в пористости и абсолютной проницаемости относительно больше и более равномерно произошли в под-образцах образца 10, чем в под-образцах образца 7. Сравнительно большие изменения в пористости наблюдались у под-образцов с относительно низкими начальными пористостями (рисунок 43А и таблица 17).

Рисунок 43Б демонстрирует чувствительность изменения абсолютной проницаемости к изменениям в пористости, и как видно, прирост пористости приводит к практически линейному приросту абсолютной проницаемости. Это означает, что пористость является важной характеристикой пористой среды при оценке ее абсолютной проницаемости.

В таблице 18 приведены значения критических точек кривых относительных фазовых проницаемостей до и после кислотной обработки.

Таблица 18 - Критические точки кривых ОФП

Под-образец	Остат нефтенасыщен, %		Остат водонасыщ, %		Кэф водонасыщ, %	
	До	После	До	После	До	После
7-1	44	49	4	3	4-58	2-76
7-2	47	30	4	3	4-55	2-72
7-3	29	22	1	1	1-73	1-92
7-4	30	35	3	3	3-77	2-70
7-5	42	45	3	3	3-68	2-59
10-1	30	24	4	2	3-74	2-79
10-2	41	30	4	2	4-68	2-75
10-3	56	30	5	2	5-66	2-75
10-4	42	27	3	2	3-61	1-76
10-5	48	33	7	3	7-55	3-67

Как видно из таблицы 18, у всех под-образцов наблюдается изменение в критических точках кривых ОФП. В результате кислотной обработки остаточная насыщенность нефти выросла только у под-образцов 7-1, 7-4 и 7-5, где наблюдается незначительное снижение ОФП. Увеличение остаточной насыщенности нефти в под-образцах возможно из-за образовавшихся каналов обводнения, которые привели к неустойчивому, т.е. к неэффективному вытеснению нефти из пор.

Чем больше растет абсолютная проницаемость, тем ниже значения остаточных насыщенных фаз. Снижение остаточной насыщенности нефти указывает на расширение пор, которое привело к повышению подвижности нефти. Расширение диапазона изменения насыщенности воды у большинства под-образцов указывает на то, что вытеснение нефти водой происходило в сравнительно широком диапазоне радиуса пор, нефть в которых была малоподвижной до кислотной обработки. Таблица 18 также показывает, что остаточная насыщенность воды снизилась больше у под-образцов образца 10, чем у под-образцов образца 7.

Рассчитанные ОФП смачивающей (вода) и несмачивающей (нефть) жидкостей до (серые линии) и после (черные линии) кислотной обработки породы проиллюстрированы на рисунке 44.

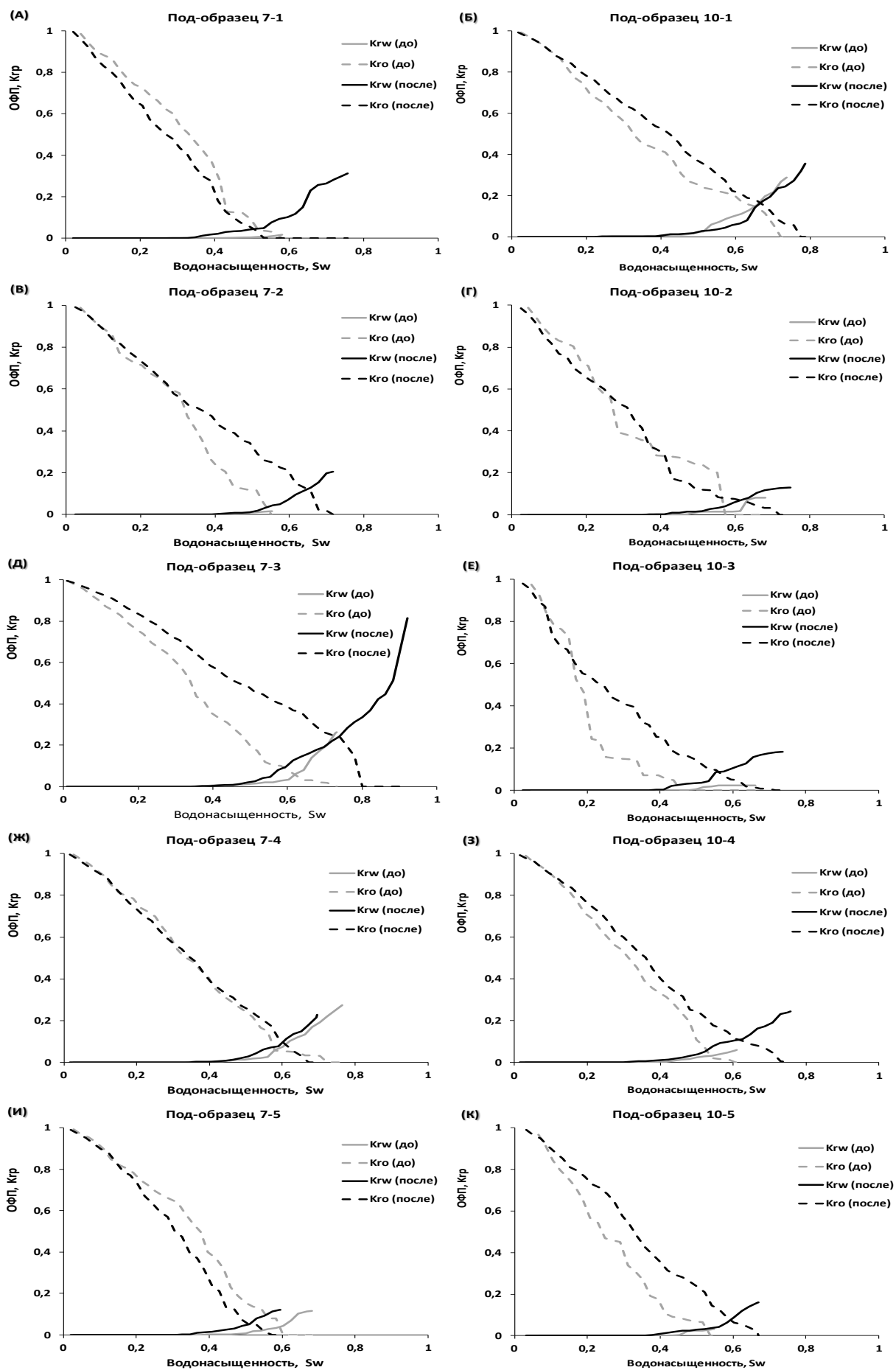


Рисунок 44 – ОФП под-образцов образцов 7 и 10

Как видно из рисунка 44, отмечается повышение ОФП воды и нефти в результате кислотной обработки. Существенное увеличение ОФП воды у под-образца 7-3 указывает на изменение типа смачиваемости с водосмачиваемого на смешанный. Несмотря на заметное увеличение ОФП воды у под-образца 7-3, существенно выросла ОФП по нефти, что способствует повышению ее мобильности. Наблюдается увеличение ОФП после кислотной обработки у под-образцов 10-1, 10-3-10-5, где произошел прирост в пористости и абсолютной проницаемости.

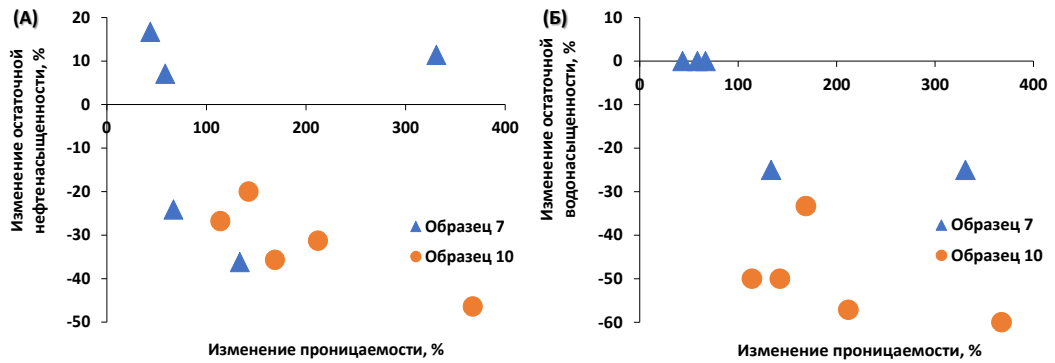


Рисунок 45 – Влияние изменения абсолютной проницаемости на остаточную насыщенность нефти (А) и воды (Б)

На рисунке 46 представлены графики ОФП под-образцов образцов 7 и 10 до и после кислотной обработки, соответственно. Данные графики были построены с целью анализа изменения ОФП в пространстве.

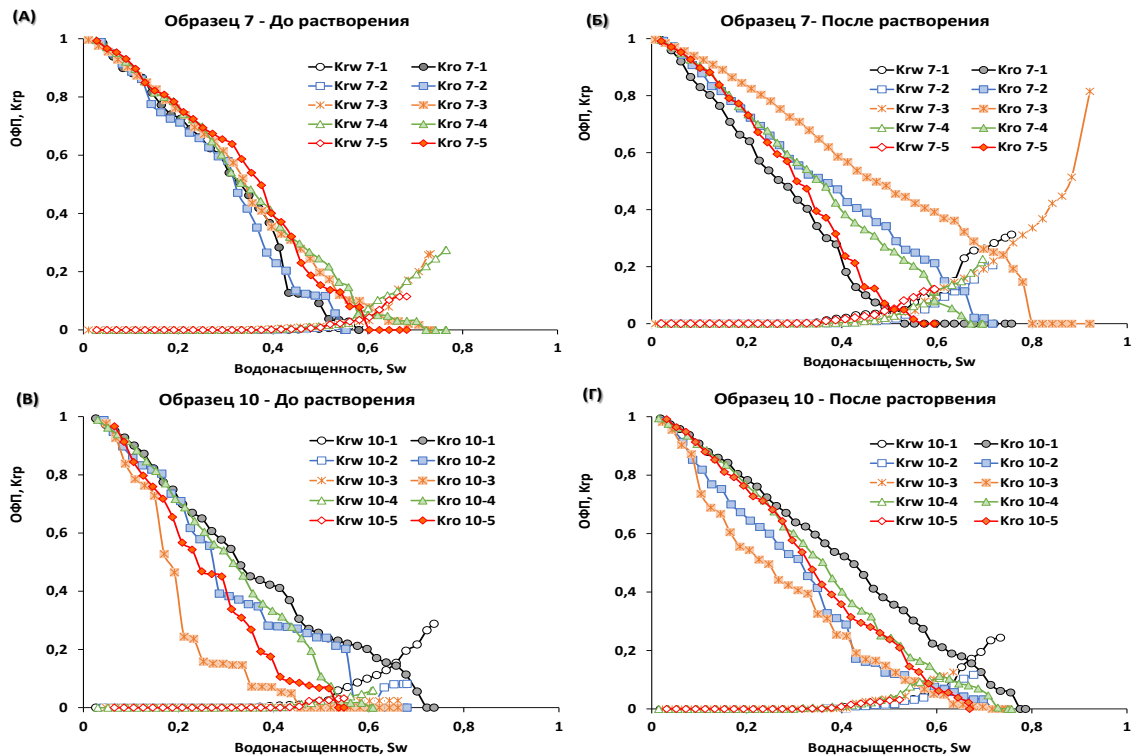


Рисунок 46 – ОФП под-образцов из образцов 7 и 10

Как видно из рисунка 46А, образец 7 считался однородным по ОФП до кислотной обработки. Кислотная обработка образца 7 привела к перераспределению кривых ОФП нефти, при этом кривые ОФП воды изменили концевые значения (рисунок 46Б). Это указывает на рост пространственной неоднородности течения жидкости из-за кислотной обработки.

В случае под-образцов образца 10 наблюдается обратная тенденция. Если до кислотной обработки кривые ОФП у под-образцов имеют различия, то после кислотной обработки они заметно приблизились друг к другу, что означает снижение пространственной неоднородности. Кроме этого, кривые ОФП у под-образцов образца 10 стали более прямыми, что может означать более равномерное вытеснение нефти водой.

Сравнивая рисунки 46Б и 46Г между собой, можно заметить незначительное изменение ОФП воды для образца 10, тогда как для образца 7 она увеличилась более заметно, что указывает на изменение смачиваемости образца 7 от водосмачиваемого к смешанному типу смачиваемости из-за кислотной обработки.

На основе данного подраздела можно сделать следующие выводы:

1. Кислотная обработка породы значительно изменила распределение пор по размерам. Результаты показали интенсивное уменьшение количества более мелких пор и увеличение количества более крупных пор. Кроме этого, наблюдается расширение диапазона распределения радиуса пор в сторону увеличения пор из-за кислотной обработки, что означает образование новых крупных пор, хотя практически не появились новые мелкие поры. Рост среднего радиуса пор составил от 6,5 до 16,8% для под-образцов образца 7 и от 6,6 до 9,1% для под-образцов образца 10.

2. Рост пористости и абсолютной проницаемости больше у под-образцов образца 10 (24,2%; 201,0%) при закачке 18% HCl на скорости 2 мл/мин, чем у под-образцов образца 7 (12,8%; 126,8%) при закачке 12% HCl на скорости 8 мл/мин. Приросты пористости и абсолютной проницаемости у под-образцов образца 7 составили 1,1-33,0% и 43,7-330,9%, соответственно, тогда как эти показатели для под-образцов образца 10 составили 17,7-29,8% и 114,1-367,6%.

3. Наблюдается влияние концентрации HCl и скорости закачки в образцы на ОФП. Так, ОФП у под-образцов 7-2 и 7-3, которые отличаются небольшими приростами в пористости и абсолютной проницаемости, существенно увеличились в результате кислотной обработки. У под-образца 7-3 произошло изменение смачиваемости от водосмачиваемого к смешанному типу, что характеризуется сильным увеличением ОФП воды после кислотной обработки.

4. Изменилась остаточная насыщенность нефти и воды у всех под-образцов в результате кислотной обработки. У всех под-образцов, кроме 7-1, 7-4 и 7-5, остаточная насыщенность нефти уменьшилась от 20 до 46,4% в результате кислотной обработки, тогда как у под-образцов 7-1, 7-4 и 7-5 она увеличилась на 7,1-16,7%. Остаточная насыщенность воды для всех под-образцов уменьшилась на 25-60% за исключением под-образцов от 7-3 до 7-5, у которых она осталась без изменений. Наблюдается явное влияние роста абсолютной проницаемости на

остаточные насыщенности нефти и воды – с увеличением прироста абсолютной проницаемости интенсивно уменьшается остаточная насыщенность.

5. Кислотная обработка породы привела к изменению пространственной неоднородности ОФП. Практически однородный по ОФП образец 7 стал неоднородным в результате кислотной обработки. Наоборот, у образца 10 неоднородность снизилась в результате кислотной обработки породы.

#### **4.10 Экономическая эффективность**

Сканирование одного образца керна с помощью  $\mu$ -КТ, проведенное в г. Казань, составило 300 000 (триста тысяч) тенге, а проведение физических экспериментов по определению характеристик пористой среды составило 352 500 (триста пятьдесят две тысячи пятьсот) тенге. Таким образом, при проведении поромасштабного моделирования наблюдается экономическая выгода, так как на одной цифровой модели образца керна возможно проводить бесконечное число симуляций.

Результаты проекта будут способствовать снижению трудозатрат и временных затрат компаний-поставщиков на проведение физических экспериментов путем частичной замены экспериментов и разработки методик определения основных характеристик пористой среды, что позволит компаниям эффективно распределить свои затраты на эксперименты. Также снижение остаточной нефтенасыщенности в результате кислотной обработки карбонатной породы растворами соляной кислоты напрямую влияет на повышение коэффициента извлечения нефти.

#### **Выводы по разделу 4**

Наличие естественных трещин заметно повлияло на зависимость абсолютной проницаемости от других характеристик. Выявлено, что абсолютная проницаемость  $k$  однородного и неоднородного под-образцов имеет хорошую корреляцию с пористостями до и после кислотной обработки.

Средний радиус пор существенно влияет на абсолютную проницаемость пористой среды. Это имеет важное преимущество, т.к. и средний радиус пор, и пористость среды сравнительно легко определяются.

Было показано, что рассчитанные гидравлические извилистости  $\tau$  под-образцов плохо коррелируют с извилистостями, полученными с использованием различных моделей, оставаясь практически постоянными при изменении пористости до и после кислотной обработки. Средние значения гидравлической извилистости для однородного и неоднородного образцов составили  $\sim 1,9$ , а для трещиноватого образца  $\sim 1,8$ .

Взаимосвязь между абсолютной проницаемостью  $k$ , гидравлической извилистостью  $\tau$  и удельной поверхностью  $S$  описывается степенными законами  $k \sim \tau^{-\alpha}$  и  $k \sim S^{-\beta}$ , где  $\alpha = 7 - 42$  и  $\beta = 5 - 18$ , которые значительно превышают эти показатели в уравнении Козени-Кармана ( $\alpha = \beta = 2$ ).

Сравнительно высокие значения  $\alpha$  по сравнению с  $\beta$  указывают на то, что гидравлическая извилистость  $\tau$  оказывает более значительное влияние по сравнению с удельной поверхностью  $S$  при оценке абсолютной проницаемости.

Как показали результаты, взаимосвязь между связанной и общей пористостями более достоверно описывается уравнением параболы  $\phi_{con} = a\phi^2 + b\phi + c$  до и после кислотной обработки. Это позволило найти значения перколяционного порога пористости, которые хорошо согласуются с литературными данными. Было показано, что в результате кислотной обработки, увеличивается связанность пор между собой для однородного и неоднородного образцов, что видно из уменьшения перколяционного порога пористости.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной диссертационной работе представлены результаты аналитических и экспериментальных исследований, связанных с необходимостью исследования течения жидкости в пористой среде на основе поромасштабного моделирования.

**Основные заключения данной диссертационной работы.** Была проанализирована зарубежная и отечественная научная литература в области применения поромасштабного моделирования для исследования характеристик течения жидкости и пористой среды.

Были проведены физические эксперименты на восьми образцах карбонатного керна по закачке кислотных растворов, которые были просканированы до и после кислотной обработки породы с помощью микрокомпьютерной томографии для построения цифровых моделей образцов керна. По построенным цифровым моделям образцов карбонатного керна были определены характеристики пористой среды и течения жидкости до и после проведения кислотной обработки.

Была определена закономерность зависимости абсолютной проницаемости от других характеристик пористой среды до и после кислотной обработки для образцов карбонатного керна. Выявлено, что до и после закачки HCl, абсолютная проницаемость  $k$  однородного и неоднородного образцов имеет хорошую корреляцию с пористостями и средним радиусом пор. Это имеет важное преимущество, так как средний радиус пор и пористость среды сравнительно легко определяются.

Было показано, что рассчитанные гидравлические извилистости  $\tau$  плохо коррелируют с извилистостями, полученными с использованием существующих эмпирических моделей, оставаясь практически постоянными по пористости до и после кислотной обработки породы. Средние значения гидравлической извилистости для однородного и неоднородного образцов составили  $\sim 1,9$ , а для трещиноватого образца  $\sim 1,8$ .

Взаимосвязь между абсолютной проницаемостью  $k$ , гидравлической извилистостью  $\tau$  и удельной поверхностью  $S$  описывается степенными законами  $k \sim \tau^{-\alpha}$  и  $k \sim S^{-\beta}$ , где  $\alpha = 7 - 42$  и  $\beta = 5 - 18$ , которые намного превышают эти показатели в уравнении Козени-Кармана ( $\alpha = \beta = 2$ ). Сравнительно высокие значения  $\alpha$  по сравнению с  $\beta$  указывают на то, что гидравлическая извилистость  $\tau$  оказывает большее влияние по сравнению с удельной поверхностью  $S$  при оценке абсолютной проницаемости.

Как показали результаты, взаимосвязь между связанной и общей пористостями более достоверно описывается параболическим уравнением  $\phi_{con} = a\phi^2 + b\phi + c$  до и после кислотной обработки. Было показано, что в результате кислотной обработки породы, увеличивается связанность пор между собой для однородного и неоднородного образцов, что видно из уменьшения перколяционного порога пористости.

Результаты показали интенсивное уменьшение количества более мелких пор и увеличение количества более крупных пор в результате кислотной



обработки породы у всех под-образцов. Кроме этого, наблюдается расширение диапазона распределения радиуса пор в сторону увеличения пор из-за кислотной обработки породы, что означает образование новых крупных пор, хотя практически не появились новые мелкие поры. Рост среднего радиуса пор составил от 6,5 до 17% для образца 7 и от 6,6 до 9% для образца 10.

Рост пористости и абсолютной проницаемости, в среднем выше у под-образцов образца 10 (24%; 201%) при закачке 18% раствора соляной кислоты на скорости 2 мл/мин, чем у под-образцов образца 7 (13%; 127%) при закачке 12% раствора соляной кислоты на скорости 8 мл/мин, хотя средние начальные пористость и абсолютная проницаемость по под-образцам от 10-1 до 10-5 существенно меньше, чем по под-образцам от 7-1 до 7-5. Приросты пористости и абсолютной проницаемости у под-образцов образца 7 составили 1-33% и 44-331%, соответственно, тогда как эти показатели для под-образцов образца 10 составили, соответственно, 18-30% и 114-368%.

Наблюдается влияние концентрации соляной кислоты в растворе и скорости закачки раствора в образцы на относительную фазовую проницаемость. Так, относительные фазовые проницаемости у под-образцов 7-2 и 7-3, которые отличаются небольшими приростами в пористости и абсолютной проницаемости, существенно увеличились в результате кислотной обработки породы. У под-образца 7-3 произошло изменение смачиваемости от водосмачиваемого к смешанному, что характеризуется сильным увеличением относительной фазовой проницаемости воды после кислотной обработки. Увеличились относительные фазовые проницаемости нефти у всех под-образцов образца 10, в который был закачан более концентрированный раствор соляной кислоты при низкой скорости.

У большинства под-образцов остаточная насыщенность нефти уменьшилась от 20 до 46% в результате кислотной обработки, тогда как у некоторых она увеличилась (на 7-17%). Остаточная насыщенность воды для всех под-образцов уменьшилась на 25-60%. Наблюдается явное влияние роста абсолютной проницаемости на остаточные насыщенности нефти и воды – с увеличением прироста абсолютной проницаемости интенсивно уменьшается остаточная насыщенность.

#### **Краткие выводы по результатам диссертационных исследований.**

– Кислотная обработка породы значительно изменила распределение пор по размерам.

– Наличие естественных трещин заметно влияет на зависимость абсолютной проницаемости от других характеристик образцов. Взаимосвязь между абсолютной проницаемостью, гидравлической извилистостью и удельной поверхностью описывается степенными законами. Построенная закономерность между связанной и общей пористостями позволила найти перколяционный порог пористости.

– В результате кислотной обработки породы, значительно изменились остаточные насыщенности нефти и воды.

– Предложенный альтернативный метод определения характеристик течения одно- и двухфазной жидкостей позволяет получить достоверные результаты.

– Применение микрокомпьютерной томографии эффективно при построении цифровых моделей образцов карбонатного керна в целях поромасштабного моделирования и определения характеристик пористой среды без применения специализированного лабораторного оборудования.

– Найденные зависимости абсолютной проницаемости от других характеристик пористой среды могут быть успешно использованы при расчетах захоронения  $\text{CO}_2$ , гидродинамическом моделировании месторождений с карбонатными породами.

**Оценка полноты решений поставленных задач.** Поставленные задачи были выполнены полностью.

**Рекомендации и исходные данные по конкретному использованию результатов.** Зависимость абсолютной проницаемости от других характеристик пористой среды для карбонатных пород может применяться для гидродинамического моделирования нефтяными и нефтесервисными компаниями, а также для проведения оценки геологических запасов нефти и газа на месторождениях с карбонатным типом коллектора Департаментом по разработке и добычи нефти Министерства РК. Полученные результаты также могут быть использованы в виде учебных материалов в ВУЗах. Поромасштабное моделирование вместе с микрокомпьютерной томографией может быть альтернативой проведению стандартных лабораторных экспериментов по определению характеристик пористой среды и течения жидкости.

**Оценка технико-экономической эффективности внедрения.** Полученная зависимость абсолютной проницаемости от других характеристик пористой среды для карбонатных пород позволит получать достоверные результаты гидродинамического моделирования. Альтернативный метод определения характеристик течения жидкости будет способствовать снижению временных и финансовых ресурсов по сравнению с проведением лабораторных исследований.

**Оценка научного уровня выполненной работы в равнении с лучшими достижениями в данной области.** Так как исследование характеристик пористой среды и течения жидкости на поромасштабном уровне с использованием микрокомпьютерной томографии выполняется впервые в Казахстане, данное исследование имеет высокую актуальность. Полученные результаты исследования зависимости абсолютной проницаемости от других характеристик пористой среды позволят использовать их при гидродинамическом моделировании месторождений с карбонатным типом коллектора.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Blunt M. J. Multiphase flow in permeable media. A pore-scale perspective. – Cambridge: Cambridge University Press, 2017. – 482 pp. doi: 10.1017/9781316145098.
- 2 Whitaker S. Flow in Porous Media I: A Theoretical Derivation of Darcy's Law // *Transp Porous Media*. – 1986. – Vol. 1, №1. – P. 3–25. doi: 10.1007/BF01036523.
- 3 Akasheva Zh., Assilbekov B., Kudaikulov A. Review of current scientific development in the field of two-phase flow through porous media at the pore-scale // *Матер. междунар. конф. «Сатпаевские чтения – 2020»*. – 2020. – Т. 1. – С. 282–285.
- 4 Meakin P., Tartakovsky A. M. Modeling and simulation of pore-scale multiphase fluid flow and reactive transport in fractured and porous media // *Reviews of Geophysics*. – 2009. – Vol. 47, RG3002. – P. 1–47. doi: 10.1029/2008RG000263.
- 5 Huang S. Y., Wu Y. Y., Meng X. B., Liu L., Ji W. Recent advances on microscopic pore characteristics of low permeability sandstone reservoirs // *Adv Geo-Energy Res*. – 2018. – Vol. 2, №2. – P. 122–134. doi: 10.26804/ager.2018.02.02.
- 6 Rodriguez E. F., Giacomelli F., Vazquez A. Permeability–porosity relationship in RTM for different fiberglass and natural reinforcements // *J Compos Mater*. – 2004. – Vol. 38. – P. 259–268. doi: 10.1177/0021998304039269.
- 7 Koponen A. I., Kataja M., Timonen J. Permeability and effective porosity of porous media // *Physical review A, Atomic, molecular, and optical physics*. – 1997. – Vol. 56, №3. – P. 3319–3325. doi: 10.1103/PhysRevE.56.3319.
- 8 Mavko G., Nur A. The effect of a percolation threshold in the Kozeny-Carman relation // *Geophysics*. – 1997. – Vol. 62, №5. – P. 1480–1482. doi: 10.1190/1.1444251.
- 9 Bayles G., Klinzing G., Chiang S. Fractal mathematics applied to flow in porous systems // *Part Part Syst Char*. – 1989. – Vol. 6. – P. 168–175. doi: 10.1002/ppsc.19890060128.
- 10 Pape H., Clauser C., Iffland J. Variation of permeability with porosity in sandstone diagenesis interpreted with a fractal pore space model // *Pure Appl Geophys*. – 2000. – Vol. 157. – P. 603–619. doi: 10.1007/978-3-0348-8430-3\_8.
- 11 Civan F. Scale effect on porosity and permeability: kinetics, model and correlation // *AIChE J*. – 2001. – Vol. 47. – P. 271–287. doi: 10.1002/aic.690470206.
- 12 Knackstedt M. A., Latham S., Madadi M., Sheppard A., Varslot T. Digital rock physics: 3D imaging of core material and correlations to acoustic and flow properties // *Lead Edge*. – 2009. – Vol. 28, №1. – P. 28–33. doi: 10.1190/1.3064143.
- 13 Taron J., Elsworth D., Min K. B. Numerical simulation of thermal-hydrologic-mechanical-chemical processes in deformable, fractured porous media // *Int J Rock Mech Min Sci*. – 2009. – Vol. 46, №5. – P. 842–854. doi: 10.1016/j.ijrmms.2009.01.008.
- 14 Koplik J. Creeping flow in two-dimensional networks // *J. Fluid Mech*. – 1982. – Vol. 119. – P. 219–247. doi: 10.1017/S0022112082001323.

- 15 Vogel H.-J., Tolke J., Schulz V. P., Krafczyk M., Roth K. Comparison of a Lattice-Boltzmann Model, a Full-Morphology Model, and a Pore Network Model for Determining Capillary Pressure-Saturation Relationships // *Vadose Zone J.* – 2005. – Vol. 4. – P. 380–388. doi: 10.2136/vzj2004.0114.
- 16 Rothman D. H. Cellular-automaton fluids: A model for flow in porous media // *Geophysics.* – 1988. – Vol. 53, №4. – P. 509–518. doi: 10.1190/1.1891899.
- 17 Succi S., Foti E., Higuera F. Three-Dimensional Flows in Complex Geometries with the Lattice Boltzmann Method // *Europhys. Lett.* – 1989. – Vol. 10, №5. – P. 433–438. doi: 10.1209/0295-5075/10/5/008.
- 18 Pan C., Hilpert M., Miller C. T. Lattice-Boltzmann simulation of two-phase flow in porous media // *Water Resour. Res.* – 2004. – Vol. 40, W01501. doi: 10.1029/2003WR002120.
- 19 Jithin M., Kumar N., Das M. K., De A. Estimation of Permeability of Porous Material Using Pore Scale LBM Simulations // *Fluid Mechanics and Fluid Power – Contemporary Research. Lecture Notes in Mechanical Engineering.* – New Delhi: Springer, 2017. – P. 1381–1388. doi: 10.1007/978-81-322-2743-4\_132.
- 20 Lemmer A., Hilfer R. Parallel domain decomposition method with non-blocking communication for flow through porous media // *Journal of Computational Physics.* – 2015. – Vol. 281. – P. 970–981. doi: 10.1016/j.jcp.2014.08.032.
- 21 Manwart C., Aaltosalmi U., Koponen A., Hilfer R., Timonen J. Lattice-Boltzmann and finite-difference simulations for the permeability for three-dimensional porous media // *Physical Review E.* – 2002. – Vol. 66, №1. – P. 016702-1–016702-11. doi: 10.1103/physreve.66.016702.
- 22 Geller S., Krafczyk M., Tolke J., Turek S., Hron J. Benchmark computations based on lattice-Boltzmann, finite element and finite volume methods for laminar flows // *Computers & Fluids.* – 2006. – Vol. 35. – P. 888–897. doi: 10.1016/j.compfluid.2005.08.009.
- 23 Raeini A. Q., Blunt M. J., Bijeljic B. Modelling two-phase flow in porous media at the pore scale using the volume-of-fluid method // *Journal of Computational Physics.* – 2012. – Vol. 231. – P. 5653–5668. doi: 10.1016/j.jcp.2012.04.011.
- 24 Huang H., Meakin P., Liu M. B. Computer simulation of two-phase immiscible fluid motion in unsaturated complex fractures using a volume of fluid method // *Water Resources Research.* – 2005. – Vol. 41, №12. doi: 10.1029/2005wr004204.
- 25 Raeini A. Q., Blunt M. J., Bijeljic B. Direct simulations of two-phase flow on micro-CT images of porous media and upscaling of pore-scale forces // *Adv Water Resources.* – 2014. – Vol. 74. – P. 116–126. doi: 10.1016/j.advwatres.2014.08.012.
- 26 Tartakovsky A. M., Trask N., Pan K., Jones B. Smoothed particle hydrodynamics and its applications for multiphase flow and reactive transport in porous media // *Computational Geosciences.* – 2015. – Vol. 20, №4. – P. 1–28. doi: 10.1007/s10596-015-9468-9.
- 27 Sussman M., Smereka P., Osher S. A level set approach for computing solutions to incompressible two-phase flow // *Journal of Computational Physics.* – 1994. – Vol. 114, №1. – P. 146–159. doi: 10.1006/jcph.1994.1155.

- 28 Brown D. L., Cortez R., Minion M. L. Accurate projection methods for the incompressible Navier-Stokes equations // *J Comput Phys.* – 2001. – Vol. 168, №2. – P. 464–499. doi: 10.1006/jcph.2001.6715
- 29 Dinariev O., Evseev N. Multiphase flow modeling with density functional method // *Computational Geoscience.* – 2015. – Vol. 20, №4. – P. 1–22. doi: 10.1007/s10596-015-9527-2.
- 30 Horgue P., Soulaire C., Franc J., Guibert R., Debenest G. An open-source toolbox for multiphase flow in porous media // *Computer Physics Communications.* – 2015. – Vol. 187. – P. 217–226. doi: 10.1016/j.cpc.2014.10.005.
- 31 Huh C., Mason S. G. The steady movement of a liquid meniscus in a capillary tube // *J Fluid Mech.* – 1977. – Vol. 81, №3. – P. 401–419. doi: 0.1017/S0022112077002134.
- 32 Liu Z., Wu H. Pore-scale modeling of immiscible two-phase flow in complex porous media // *Applied Thermal Engineering.* – 2016. – Vol. 93. – P. 1394–1402. doi: 10.1016/j.applthermaleng.2015.08.099.
- 33 Eichheimer P., Thielmann M., Popov A., Golabek G. J., Fujita W., Kottwitz M.O., Kaus B. J. P. Pore-scale permeability prediction for Newtonian and non-Newtonian fluids // *Solid Earth.* – 2019. – Vol. 10. – P. 1717–1731. doi: 10.5194/se-10-1717-2019.
- 34 Afkhami S., Zaleski S., Bussmann M. A mesh-dependent model for applying dynamic contact angles to VOF simulations // *Journal of Computational Physics.* – 2009. – Vol. 228. – P. 5370–5389. doi: 10.1016/j.jcp.2009.04.027.
- 35 Akasheva Zh., Assilbekov B., Kudaikulov A. Numerical investigation of fingering formation during the flow of two immiscible fluids in a channel with different grids // *Матер. межд. конф. «Сатпаевские чтения – 2019».* – 2019. – Т. 1. – С. 509–513.
- 36 Suekane T., Koe T., Barbancho P. M. Three-Dimensional Interaction of Viscous Fingering and Gravitational Segregation in Porous Media // *Fluids.* – 2019. – Vol. 4, №130. doi: 10.3390/fluids4030130.
- 37 Riaz A., Tchelepi H. A. Numerical simulation of immiscible two-phase flow in porous media // *Phys. Fluids.* – 2016. – Vol. 18. – P. 014104-1–014104-12. doi: 10.1063/1.2166388.
- 38 Akasheva Zh., Assilbekov B., Kudaikulov A., Beissembetov I. Numerical calculation of relative phase permeabilities for two-phase flow in the channel // *Materials today: Proceedings.* doi: 10.1016/j.matpr.2019.11.101.
- 39 Akasheva Zh. K., Kudaikulov A. A., Assilbekov B. K., Bolysbek D. A. Pore-scale modelling of fluid flow in penetrable spheres using the projection method for incompressible Navier-Stokes equations // *Herald of the Kazakh-British technical university.* – 2021. – Vol. 18, №2. – P. 6–11.
- 40 Cancelliere A., Chang C., Foti E., Rothman D. H., Succi S. The permeability of a random medium: Comparison of simulation with theory // *Physics of Fluids A: Fluid Dynamics.* – 1990. – Vol. 2. – P. 2085–2088. doi: 10.1063/1.857793
- 41 Akasheva Zh. K., Kudaikulov A. A., Assilbekov B. K., Bolysbek D. A. Pore-scale modelling of fluid flow in porous media using the projection method for incompressible Navier-Stokes equations in irregular domains // *Bulletin of the*

Karaganda university. Physics series. – 2022. – Vol. 1, №105. – P. 35–42. doi: 10.31489/2022PH1/35-42.

42 Batchelor G. K. An introduction to fluid dynamics. – Cambridge: Cambridge University Press, 2000. – 658 pp. doi: 10.1017/CBO9780511800955.

43 Happel J. Viscous flow relative to arrays of cylinders // *AICHE*. – 1959. – Vol. 5. – P. 174–177. doi: 10.1002/aic.690050211.

44 Hasimoto H. On the periodic fundamental solutions of the Stokes equations and their application to viscous flow past a cubic array of spheres // *J Fluid Mech*. – 1959. – Vol. 5, №2. – P. 317–328. doi: 10.1017/S0022112059000222.

45 Sangani A. S., Acrivos A. Slow flow past periodic arrays of cylinders with application to heat transfer // *Int J Multiph Flow*. – 1982. – Vol. 8, №3. – P. 193–206. doi: 10.1016/0301-9322(82)90029-5.

46 Tamayol A., Bahrami M. Analytical determination of viscous permeability of fibrous porous media // *Int J Heat Mass Transf*. – 2009. – Vol. 52. – P. 2407–2414. doi: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2008.09.032.

47 Akasheva Zh., Assilbekov B., Kudaikulov A. Numerical calculation of the permeability of fibrous porous medium // *Bulgarian Chemical Communications*. – 2019. – Vol. 51, Special Issue F. – P. 106–111.

48 Akasheva Zh., Assilbekov B., Kudaikulov A., Kaltayev A., Bolysbek D. Numerical Investigation of Single and Twophase Flow Through a Fibrous Porous Medium // *Матер. межд. конф. «Вычислительные и информационные технологии в науке, технике и образовании»*. – Алматы, 2020. – С. 28–39.

49 Akasheva Z., Assilbekov B., Kudaikulov A., Bolysbek D. Numerical Calculation of the Pressure Drop and Saturation of Two-Phase Flow Through Porous Medium // *SPE*. – 2020. – P. 1–12. doi: 10.2118/202570-MS.

50 Wang Y., Hill A. D., Schechter R. S. The Optimum Injection Rate for Matrix Acidizing of Carbonate Formations // *SPE*. – 1993. – P. 675–687, doi: 10.2118/26578-MS.

51 Hung K. M., Hill A. D., Sepehrnoori K. Mechanistic Model of Wormhole Growth in Carbonate Matrix Acidizing and Acid Fracturing // *J. of Petr. Tech*. – 1989. – Vol. 41. – P. 59–66, doi: 10.2118/16886-PA.

52 Fredd C. N., Fogler H. S. Alternative Stimulation Fluids and Their Impact on Carbonate Acidizing // *SPE*. – 1998. – Vol. 3. – P. 34–41, doi: 10.2118/31074-PA.

53 Fredd C. N., Fogler H. S. Influence of Transport and Reaction on Wormhole Formation in Porous Media // *AICHE J*. – 1998. – Vol. 44, №9. – P. 1933–1949, doi: 10.1002/aic.690440902.

54 Bazin B., Abdulahad G. Experimental Investigation of Some Properties of Emulsified Acid Systems for Stimulation of Carbonate Formations // *SPE*. – 1999. – P. 1–10, doi: 10.2118/53237-MS.

55 Golfier F., Bazin B., Zarcone C., Lernormand R., Lasseux D., Quintard M. Acidizing Carbonate Reservoirs: Numerical Modeling of Wormhole Propagation and Comparison to Experiments // *SPE*. – 2001. – P. 1–11, doi: 10.2118/68922-MS.

56 Tardy P., Lecerf B., Christanti Y. An Experimentally Validated Wormhole Model for Self-Diverting and Conventional Acids in Carbonate Rocks Under Radial Flow Conditions // *SPE*. – 2007. – P. 1–17. doi: 10.2118/107854-MS.

57 Shedid Sh. A. An Experimental Approach of Matrix Acidizing of Permeability-Damaged Carbonate Reservoirs // SPE. – 2007. – P. 1–9, doi: 10.2118/106956-MS.

58 Li W., Einstein H. H., Germaine J. T. An Experimental Study of Matrix Dissolution and Wormhole Formation Using Gypsum Core Flood Tests: 1. Permeability Evolution and Wormhole Geometry Analysis // Journal of Geophysical Research: Solid Earth. – 2019. – Vol. 124. doi: 10.1029/2018JB017238.

59 Akasheva Zh. K., Assilbekov B. K., Soltanbekova K. A., Kudaikulov A. A. Numerical simulation of carbonate rocks dissolution near the wellbore // Journal of Mathematics, Mechanics and Computer Science. – 2021. – Vol. 112, №4. – P. 78–92. doi: 10.26577/JMMCS.2021.v112.i4.07.

60 Асилбеков Б. К., Акашева Ж. К., Болысбек Д. Ә., Кульджабеков А. Б. Численное влияние растворения карбонатной породы: влияние масштаба области // Казахский национальный педагогический университет имени Абая «Физико-математические науки». – 2022. – №3 (79). – С. 63–72.

61 Liu P., Ren X., Kong L., Yao J. Three-dimensional simulation of acidizing process in carbonate rocks using the Darcy–Forchheimer framework // Oil & Gas Science and Technology – Revue d'IFP Energies nouvelles, Institut Français du Pétrole. – 2020. – Vol. 75. – 48 pp. doi: 10.2516/ogst/2020035. hal-02899135.

62 Акашева Ж. К., Асилбеков Б. К., Кудайкулов А. А. Обзор исследований течения двухфазной жидкости в масштабе пор // Вестник КазНУ. – 2020. – № 6 (142). – С. 165–168.

63 Zhu D., Uribe J., Sohn D., Hill D., Ugursal A., Shuchart Ch., Purdy C., Weisseberger M. A Modified Acid System to Enhance Carbonate Matrix Acid Stimulation – An Experimental Study // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers. – 2020. doi: 10.2118/201704-MS.

64 Soltanbekova K. A., Assilbekov B. K., Zolotukhin A. B., Akasheva Zh. K., Bolysbek D. A. Results of Laboratory Studies of Acid Treatment of Low-Permeability Rock Cores // News of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan, Series of Geology and Technical Sciences. – 2021. – Vol. 5, №449. – P. 113–123. doi: 10.32014/2021.2518-170X.105

65 Agrawal P., Raouf A., Iliev O., Wolthers M. Evolution of pore-shape and its impact on pore conductivity during CO<sub>2</sub> injection in calcite: Single pore simulations and microfluidic experiments // Advances in Water Resources. – 2020. – Vol. 136, 103480. doi: 10.1016/j.advwatres.2019.103480.

66 Golfier F., Zarcone C., Bazin B., Lenormand R., Lasseux D., Quintard M. On the ability of a Darcy-scale model to capture wormhole formation during the dissolution of a porous medium // Journal of Fluid Mechanics. – 2002. – Vol. 457. – P. 213–254. doi: 10.1017/S0022112002007735.

67 Luquot L., Gouze P. Experimental determination of porosity and permeability changes induced by injection of CO<sub>2</sub> into carbonate rocks // Chemical Geology. – 2009. – Vol. 265, №1–2. – P. 148–159. doi: 10.1016/j.chemgeo.2009.03.028.

68 Molins S., Trebotich D., Yang L., Ajo-Franklin J. B., Ligocki T. J., Shen C., Steefel C. I. Pore-Scale Controls on Calcite Dissolution Rates from Flow-through

Laboratory and Numerical Experiments // Environmental Science & Technology. – 2014. – Vol. 48, №13. – P. 7453–7460. doi: 10.1021/es5013438.

69 Al-Gharbi M. S., Blunt M. J. Dynamic network modeling of two-phase drainage in porous media // Physical Review E. – 2005. – Vol. 71, №1, 016308. doi: 10.1103/PhysRevE.71.016308.

70 Raouf A., Nick H. M., Hassanizadeh S. M., Spiers C. J. PoreFlow: A complex pore-network model for simulation of reactive transport in variably saturated porous media // Computers & Geosciences. – 2013. – Vol. 61. – P. 160–174. doi: 10.1016/j.cageo.2013.08.005.

71 Menke H. P., Bijeljic B., Andrew M. G., Blunt M. J. Dynamic Three-Dimensional Pore-Scale Imaging of Reaction in a Carbonate at Reservoir Conditions // Environmental Science & Technology. – 2015. – Vol. 49, №7. – P. 4407–4414. doi: 10.1021/es505789f.

72 Raouf A., Hassanizadeh S. M. A new formulation for pore-network modeling of two-phase flow // Water Resources Research. – 2012. – Vol. 48, №1. doi: 10.1029/2010WR010180.

73 Kalia N., Balakotaiah, V. Modeling and analysis of wormhole formation in reactive dissolution of carbonate rocks // Chemical Engineering Science. – 2007. – Vol. 62, №4. – P. 919–928. doi: 10.1016/j.ces.2006.10.021.

74 Kalia N., Balakotaiah V. Effect of medium heterogeneities on reactive dissolution of carbonates // Chemical Engineering Science. – 2009. – Vol. 64, №2. – P. 376–390. doi: 10.1016/j.ces.2008.10.026.

75 Blunt M. J., Bijeljic B., Dong H., Gharbi O., Iglauer S., Mostaghimi P., Paluszny A., Pentland C. Pore-scale imaging and modelling // Advances in Water Resources. – 2013. – Vol. 51. – P. 197–216. doi: 10.1016/j.advwatres.2012.03.003.

76 Sousa L. M. O., Suárez del Río L. M., Calleja L., Ruiz de Argandoña V. G., Rey A. R. Influence of microfractures and porosity on the physico-mechanical properties and weathering of ornamental granites // Eng. Geol. – 2005. – Vol. 77. – P. 153–168. doi: 10.1016/j.enggeo.2004.10.001.

77 Cnudde V., De Boever W., De Wancke J., De Kock T., Boone M., Boone M. N., Silversmit G., Vincze L., VanRanst E., Derluyn H., Peetermans S., Hovind J., Modregger P., Stampanoni M., De Buysser K., De Schutter G. Multi-disciplinary characterization and monitoring of sandstone (Kandla Grey) under different external conditions // Q. J. Eng. Geol. Hydrogeol. – 2013. – Vol. 46. – P. 95–106. doi: 10.1144/qjegh2012-005.

78 Jiao K., Yao S., Liu C., Gao Y., Wu H., Li M., Tang Z. The characterization and quantitative analysis of nanopores in unconventional gas reservoirs utilizing FESEM-FIB and image processing: an example from the lower Silurian Longmaxi Shale, upper Yangtze region // China Int. J. Coal Geol. – 2014. – Vol. 128–129. – P. 1–11. doi: 10.1016/j.coal.2014.03.004.

79 Prakongkep N., Suddhiprakarn A., Kheoruenromne I., Gilkes R. J. SEM image analysis for characterization of sand grains in Thai paddy soils // Geoderma. – 2010. – Vol. 156. – P. 20–31. doi: 10.1016/j.geoderma.2010.01.003.



- 80 Болысбек Д., Кульджабеков А. Б., Асилбеков Б. К., Акашева Ж. К. Обзор экспериментальных методов визуализации структуры пористых сред. Вестник КазНУ. – 2020. – № 6 (142). – С. 222–229.
- 81 Sharqawy M. H. Construction of pore network models for Berea and Fontainebleau sandstones using non-linear programming and optimization techniques // *Advances in Water Res.* – 2016. – Vol. 98. – P. 198–210. doi: 10.1016/j.advwatres.2016.10.023.
- 82 Hounsfield G. N. Computerized transverse axial scanning (tomography): Part 1. Description of system // *The British Journal of Radiology.* – 1973. – Vol. 46, №552. – P. 1016–1022. doi: 10.1259/0007-1285-46-552-1016.
- 83 Cnudde V., Boone M. N. High-resolution X-ray computed tomography in geosciences: a review of the current technology and applications // *Earth-Sci. Rev.* – 2013. – Vol. 123. – P. 1–17. doi: 10.1016/j.earscirev.2013.04.003.
- 84 Савицкий Я. В. Современные возможности метода рентгеновской томографии при исследовании керн нефтяных и газовых месторождений // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – №15 (14). – С. 28–37.
- 85 Brandon D., Kaplan W. D. *Microstructural Characterization of Materials.* – Chichester, UK: John Wiley & Sons, Ltd, 2008. – 550 pp. doi: 10.1002/9780470727133.ch2.
- 86 Vlassenbroeck J., Dierick M., Masschaele B., Cnudde V., Hoorebeke L., Jacobs P. Software tools for quantification of X-ray microtomography // *Nucl. Instrum. Methods Phys. Res.* – 2007. – Vol. 580, Issue 1. – P. 442–445. doi: 10.1016/j.nima.2007.05.073.
- 87 Blunt M. J., King P. Relative permeabilities from two- and three-dimensional pore-scale network modelling // *Transport in Porous Media.* – 1991. – Vol. 6, №4. – P. 407–433. doi: 10.1016/0148-9062(92)93836-9.
- 88 Thompson K. E. Pore-scale modeling of fluid transport in disordered fibrous materials // *AIChE Journal.* – 2002. – Vol. 48, №7. – P. 1369–1389. doi: 10.1002/aic.690480703.
- 89 Piri M., Blunt M. J. Three-dimensional mixed-wet random pore-scale network modeling of two- and three-phase flow in porous media. I. Model description, *Physical Review E.* – 2005. – Vol. 71, Issue 2. doi: 10.1103/PhysRevE.71.026301.
- 90 Blunt M. J. Flow in porous media-pore network models and multiphase flow // *Current Opinion Colloid Interface Science.* – 2001. – Vol. 6, №3. – P. 197–207. doi: 10.1016/s1359-0294(01)00084-x.
- 91 Song R., Wang Y., Liu J., Cui M., Lei Y. Comparative analysis on pore-scale permeability prediction on micro-CT images of rock using numerical and empirical approaches // *Energy Sci. Eng.* – 2019. – Vol. 7, Is. 6. – P. 1–13. doi: 10.1002/ese3.465.
- 92 Dong H., Blunt M. J. Pore-network extraction from micro-computerized-tomography images // *Physical review E.* – 2009. – Vol. 80, №3, 036307. – P. 1–11. doi: 10.1103/physreve.80.036307.

93 Dong H., Fjeldstad S., Alberts L., Roth S., Bakke S., Øren P.-E. Pore network modelling on carbonate: a comparative study of different micro-CT network extraction methods // International symposium of the society of core analysts, Society of Core Analysts. – 2008. SCA2008-31. – P. 1-12.

94 Delerue J.-F., Lomov S. V., Parnas R., Verpoest I., Wevers M. Pore network modeling of permeability for textile reinforcements // Polymer composites. – 2003. – Vol. 24, №3. – P. 344–357. doi: 10.1002/pc.10034.

95 Balhoff M. T., Wheeler M. F. A predictive pore-scale model for non-Darcy flow in porous media // SPE J. – 2009. – Vol. 14, №04. – P. 579–587. doi: 10.2118/110838-pa.

96 Xiong Q. R., Todor B., Andrey P. J. Review of pore network modelling of porous media: experimental characterisations, network constructions and applications to reactive transport // J Contam Hydrol. – 2016. – Vol. 192. – P. 101–117. doi: 10.1016/j.jconhyd.2016.07.002.

97 Yang C. F. New trace formulae for a quadratic pencil of the Schrodinger operator // J Math Phys. – 2010. – Vol. 51. – P. 033506-1–033506-10. doi: 10.1063/1.3327835.

98 Moldabayeva G. Zh., Imansakipova Z. B., Suleimenova R. T., Buktukov N. S., Imansakipova B. B. Pressure distribution in the oil reservoir in a two-dimensional plane // Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu. – 2023. – Vol. 1. – P. 38–45. doi: 10.33271/nvngu/2023-1/038.

99 Scanziani A., Singh K., Bultreys T., Bijeljic B., Blunt M. J. In situ characterization of immiscible three-phase flow at the pore scale for a water-wet carbonate rock // Advances in Water Resources. – 2018. – Vol. 121. – P. 446–455. doi: 10.1016/j.advwatres.2018.09.010.

100 Akasheva Zh. K., Bolysbek D. A., Assilbekov B. K., Yergesh A. K., Zhanseit A. Ye. Pore-network modeling and determination of rock and two-phase fluid flow properties // Vestnik KazNRTU. – 2021. – Vol. 143, №3. – P. 106–114. doi: 10.51301/vest.su.2021.i3.15.

101 Bentheimer sandstone image.  
<https://imperialcollegelondon.app.box.com/v/iccpsim-bentheimer2015>.

102 Doddington sandstone image.  
<https://imperialcollegelondon.app.box.com/v/iccpsim-doddington2015>.

103 Ketton carbonate image.  
<https://imperialcollegelondon.app.box.com/v/iccpsim-ketton2015>.

104 Carbonate C<sub>2</sub> image. <https://www.imperial.ac.uk/earth-science/research/research-groups/pore-scale-modelling/micro-ct-images-and-networks/carbonate-c2/>.

105 Sandstone S9 image. <https://www.imperial.ac.uk/earth-science/research/research-groups/pore-scale-modelling/micro-ct-images-and-networks/sandstone-s9/>.

106 Sand pack LV60C image. <https://www.imperial.ac.uk/earth-science/research/research-groups/pore-scale-modelling/micro-ct-images-and-networks/sand-pack-lv60c/>.

107 PnFlow simulation code. <https://github.com/aliraeini/pnflow>.

- 108 Valvante P. H., Blunt M. J. Predictive pore-scale network modeling // Proceedings of SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2003. doi: 10.2523/84550-ms.
- 109 Rabbani A., Babaei M. Hybrid pore-network and lattice-Boltzmann permeability modelling accelerated by machine learning // Adv Water. – 2019. – Vol. 126. – P. 116–128. doi: 10.1016/j.advwatres.2019.02.012.
- 110 Andriamihaja S., Padmanabhan E., Ben-Awuah J., Sokkalingam R. Static dissolution-induced 3D pore network modification and its impact on critical pore attributes of carbonate rocks // Petrol. Explor. Develop. – 2019. – Vol. 46, №2. – P. 374–383. doi: 10.1016/S1876-3804(19)60017-0.
- 111 Dong H., Touati M., Blunt M. J. Pore Network Modeling: Analysis of Pore Size Distribution of Arabian Core Samples. // SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, 2007. SPE-105156-MS. doi: 10.2118/105156-MS.
- 112 Gao Y., Raeini A. Q., Selem A. M., Bondino I., Blunt M. J., Bijeljic B. Pore-scale imaging with measurement of relative permeability and capillary pressure on the same reservoir sandstone sample under water-wet and mixed-wet conditions. // Advances in Water Res. – 2020. 103786. doi: 10.1016/j.advwatres.2020.103786.
- 113 Alhammadi A. M., Gao Y., Akai T., Blunt M. J., Bijeljic B. Pore-scale X-ray imaging with measurement of relative permeability, capillary pressure and oil recovery in a mixed-wet micro-porous carbonate reservoir rock // Fuel. – 2020. – Vol. 268, 117018. doi: 10.1016/j.fuel.2020.117018.
- 114 Bolysbek D. A., Assilbekov B. K., Akasheva Zh. K., Soltanbekova K. A. Analysis of the heterogeneity influence on main parameters of porous media at the pore scale // Journal of Mathematics, Mechanics and Computer Science. – 2021. – Vol. 112, №4. – P. 69–77. doi: 10.26577/JMMCS.2021.v112.i4.06.
- 115 <https://www.imperial.ac.uk/earth-science/research/research-groups/pore-scale-modelling/micro-ct-images-and-networks/>.
- 116 Rötting T. S., Luquot L., Carrera J., Casalinuovo D. J. Changes in porosity, permeability, water retention curve and reactive surface area during carbonate rock dissolution // Chemical Geology. – 2015. – Vol. 403. – P. 86–98. doi: 10.1016/j.chemgeo.2015.03.008.
- 117 Noiriél C., Gouze P., Bernard, D. Investigation of porosity and permeability effects from microstructure changes during limestone dissolution // Geophysical Research Letters. – 2004. – Vol. 31, №24. – P. 1–4. doi: 10.1029/2004GL021572.
- 118 Jiang F., Tsuji, T. Changes in pore geometry and relative permeability caused by carbonate precipitation in porous media // Physical Review E. – 2014. – Vol. 90, №5, 053306. doi: 10.1103/PhysRevE.90.053306.
- 119 Gharbi O., Bijeljic B., Boek E., Blunt M. J. Changes in Pore Structure and Connectivity Induced by CO<sub>2</sub> Injection in Carbonates: A Combined Pore-Scale Approach // Energy Procedia. – 2013. – Vol. 37. – P. 5367–5378. doi: 10.1016/j.egypro.2013.06.455.
- 120 Deshpande S. S., Anumolu L., Trujillo M. F. Evaluating the performance of the two-phase flow solver interFoam // Computational Science & Discovery. – 2012. – Vol. 5, 014016. – 36 pp. doi: 10.1088/1749-4699/5/1/014016.

- 121 <https://www.openfoam.com/>.
- 122 <https://www.paraview.org/>.
- 123 Abdeli D. Zh., Panfilov I. V., Ismailova J. A. Improvement of Uniform Oil Displacement Technology on the Example of Kazakhstani Fields // JEMT. – 2018. – Vol. 9, №3. doi: 10.14505//jemt.9.3(27).14.
- 124 Langas K., Papatzacos P. Numerical Investigations of the steady state relative permeability of a simplified porous medium // Transport in porous Media. – 2001. – Vol. 45. – P. 241–266. doi: 10.1023/A:1012002002804.
- 125 <https://cfd.direct/openfoam/user-guide/v6-blockmesh/>.
- 126 <https://cfd.direct/openfoam/user-guide/v6-snappyhexmesh/>.
- 127 Whitaker S. Flow in Porous-Media: 2. The Governing Equations for Immiscible, 2-Phase Flow // Transport in Porous Media. – 1986. – Vol. 1. – P. 105–125. doi: 10.1007/BF00714688.
- 128 Отчет о научно-исследовательской работе «Прогнозирование характеристик пористой среды с учетом режимов растворения породы в масштабе пор на основе машинного обучения» (промежуточный, ИРН АР09058419), г. Алматы, 2021.
- 129 Кудайкулов А. А., Асилбеков Б. К., Болысбек Д. Ә., Акашева Ж. К., Қанат М. А. Отчет о научно-исследовательской работе «Исследование влияния режимов растворения образцов карбонатного керна на характеристики течения двухфазной жидкости сквозь него в масштабе пор», г. Алматы, 2022. – 71 с.
- 130 Отчет о научно-исследовательской работе «Прогнозирование характеристик пористой среды с учетом режимов растворения породы в масштабе пор на основе машинного обучения» (промежуточный, ИРН АР09058419), г. Алматы, 2022.
- 131 Асилбеков Б. К., Акашева Ж. К., Болысбек Д. Ә., Кудайкулов А. А. Поромасштабное моделирование течения жидкостей в пористых средах. – Алматы: НАО «Казахский национальный исследовательский технический университет имени К.И. Сатпаева», 2022. – 118 с.
- 132 Акашева Ж. К., Болысбек Д. Ә., Исаев Г. И., Асилбеков Б. К. Экспериментальное исследование растворения карбонатных образцов кислотными растворами // Қожа Ахмет Ясауи атындағы Халықаралық қазақ-түрік университетінің хабарлары (математика, физика, информатика сериясы). – 2022. – №3 (22). – С.70–79. doi: 10.47526/2022-3/2524-0080.06.
- 133 Кудайкулов А. А., Асилбеков Б. К., Акашева Ж. К., Каттабеков А. Н. Отчет о научно-исследовательской работе «Исследование влияния режимов растворения образцов карбонатного керна на характеристики течения двухфазной жидкости сквозь него в масштабе пор» по теме «Проведение физических экспериментов» (ИРН АР08052055), г. Алматы, 2020. – 55 с.
- 134 Иванов М. К., Бурлин Ю. К., Калмыков Г. А., Карнюшина Е. Е., Коробова Н. И. Петрофизические методы исследования кернового материала // Издательство Московского университета, 2008.
- 135 ГОСТ 26450.0-85. Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств.

- 136 Петерсилье В. И., Проскурина В. И., Яценко Г. Г. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом // Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003.
- 137 ГОСТ 26450.2-85. Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации.
- 138 ГОСТ 26450.1-85. Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением.
- 139 Akasheva Zh. K., Assilbekov B. K., Bolysbek D. A., Iskakov B., Uzbekaliyev K. S., Issayev G. I. Experimental and Numerical Study of the Effect of Rock Dissolution on Absolute Permeability of Limestone Sub-Samples. *Applied Sciences*. – 2024. – 14 (1), 34. – P. 1–16. doi: 10.3390/app14010034.
- 140 Glasbergen G., Kalia N., Talbot M. The optimum injection rate for wormhole propagation: Myth or reality? // *European Formation Damage Conference*. – 2009. SPE 121464. doi: 10.2118/121464-ms.
- 141 Антонов С. М. Взаимодействие вязких растворов HCl в карбонатных породах и их фильтрация в модели пласта / Екатеринбург: дис. канд. хим. наук: 02.00.04 / Тюменский государственный университет, 2017. – 148 с.
- 142 Thermo Fisher Scientific. User's Guide Avizo Software. – 2019. – 991 pp.
- 143 Schlüter S., Sheppard A., Brown K., Wildenschild D. Image processing of multiphase images obtained via X-ray microtomography: A review // *Water Resour Res*. – 2014. – Vol.50, №4. – P. 3615–3639. doi: 10.1002/2014WR015256.
- 144 Saxena N., Hows A., Hofmann R., Freeman J., Appel M. Estimating Pore Volume of Rocks from Pore-Scale Imaging // *Transport in Porous Media*. – 2019. – Vol. 129, №1. – P. 403–412. doi: 10.1007/s11242-019-01295-x.
- 145 Li Y., Chi, Y., Han, S., Zhao, C., & Miao, Y. Pore-throat structure characterization of carbon fiber reinforced resin matrix composites: Employing Micro-CT and Avizo technique // *PLOS ONE*. – 2021. – Vol. 16, №9, e0257640. doi: 10.1371/journal.pone.0257640.
- 146 Zhao Y., Zhu, G., Zhang, C., Liu, S., Elsworth, D., & Zhang, T. Pore-Scale Reconstruction and Simulation of Non-Darcy Flow in Synthetic Porous Rocks // *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*. – 2018. – Vol. 123, №4. – P. 2770–2786. doi: 10.1002/2017JB015296.
- 147 Отчет о научно-исследовательской работе «Прогнозирование характеристик пористой среды с учетом режимов растворения породы в масштабе пор на основе машинного обучения» (заключительный, ИРН AP09058419), г. Алматы, 2023. – 93 с.
- 148 Carman P. C. Fluid flow through granular beds // *Chemical Engineering Research and Design*. – 1997. – Vol. 75. – P. S32–S48. doi: 10.1016/S0263-8762(97)80003-2.
- 149 Eichheimer P., Thielmann M., Fujita W., Golabek G. J., Nakamura M., Okumura S., Nakatani T., Kottwitz M. O. Combined numerical and experimental study of microstructure and permeability in porous granular media // *Solid Earth*. – 2020. – Vol. 11, №3. – P. 1079–1095. doi: 10.5194/se-11-1079-2020.

- 150 Latief F. D. E., Fauzi, U. Kozeny–Carman and empirical formula for the permeability of computer rock models // *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*. – 2012. – Vol. 50. – P. 117–123. doi: 10.1016/j.ijrmms.2011.12.005.
- 151 Martys N. S., Torquato S., Bentz D. P. Universal scaling of fluid permeability for sphere packings // *Physical Review E*. – 1994. – Vol. 50, №1. – P. 403–408. doi: 10.1103/PhysRevE.50.403.
- 152 Mostaghimi P., Blunt M. J., Bijeljic, B. Computations of Absolute Permeability on Micro-CT Images // *Mathematical Geosciences*. – 2013. – Vol. 45, №1. – P. 103–125. doi: 10.1007/s11004-012-9431-4.
- 153 Zhang S., Paterson M. S., Cox S. F. Porosity and permeability evolution during hot isostatic pressing of calcite aggregates // *Journal of Geophysical Research*. – 1994. – Vol. 99 (B8). – P. 15741–157460. doi: 10.1029/94JB00646.
- 154 Bernabe Y., Brace W. F., Evans, B. Permeability, porosity and pore geometry of hot-pressed calcite // *Mechanics of Materials*. – 1982. – Vol. 1, №3. – P. 173–183. doi: 10.1016/0167-6636(82)90010-2.
- 155 Xu P., Yu B. Developing a new form of permeability and Kozeny–Carman constant for homogeneous porous media by means of fractal geometry // *Advances in Water Resources*. – 2008. – Vol. 31, №1. – P. 74–81. doi: 10.1016/j.advwatres.2007.06.003.
- 156 Luquo, L., Rodriguez O., Gouze, P. Experimental Characterization of Porosity Structure and Transport Property Changes in Limestone Undergoing Different Dissolution Regimes // *Transport in Porous Media*. – 2014. – Vol. 101, №3. – P. 507–532. doi: 10.1007/s11242-013-0257-4.
- 157 Menke H. P., Bijeljic B., Blunt, M. J. Dynamic reservoir-condition microtomography of reactive transport in complex carbonates: Effect of initial pore structure and initial brine pH // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 2017. – Vol. 204, – P. 267–285. doi: 10.1016/j.gca.2017.01.053.
- 158 Smith M. M., Sholokhova Y., Hao Y., Carroll, S. A. CO<sub>2</sub>-induced dissolution of low permeability carbonates. Part I: Characterization and experiments // *Advances in Water Resources*. – 2013. – Vol. 62. – P. 370–387. doi: 10.1016/j.advwatres.2013.09.008.
- 159 Voltolini M., Ajo-Franklin, J. The effect of CO<sub>2</sub>-induced dissolution on flow properties in Indiana Limestone: An in situ synchrotron X-ray micro-tomography study // *International Journal of Greenhouse Gas Control*. – 2019. – Vol. 82. – P. 38–47. doi: 10.1016/j.ijggc.2018.12.013.
- 160 Maus S., Schneebeli M., Wiegmann A. An X-ray micro-tomographic study of the pore space, permeability and percolation threshold of young sea ice // *The Cryosphere*. – 2021. – Vol. 15, №8. – P. 4047–4072. doi: 10.5194/tc-15-4047-2021.
- 161 Meredith P. G., Main I. G., Clint O. C., Li L. On the threshold of flow in a tight natural rock // *Geophysical Research Letters*. – 2012. – Vol. 39, №4. L04307. – P. 1–5. doi: 10.1029/2011GL050649.
- 162 Revil A., Kessouri P., Torres-Verdín C. Electrical conductivity, induced polarization, and permeability of the Fontainebleau sandstone // *Geophysics*. – 2014. – Vol. 79, №5. – P. D301–D318. doi: 10.1190/geo2014-0036.1.

- 163 Sueyoshi K., Yokoyama T., Katayama I. Experimental Measurement of the Transport Flow Path Aperture in Thermally Cracked Granite and the Relationship between Pore Structure and Permeability // *Geofluids*. – 2020. – P. 1–10. doi: 10.1155/2020/8818293.
- 164 Arns C., Knackstedt M., Martys N. Cross-property correlations and permeability estimation in sandstone // *Physical Review E*. – 2005. – Vol. 72, №4, 046304. doi: 10.1103/PhysRevE.72.046304.
- 165 Bernabé Y. The transport properties of networks of cracks and pores // *J of Geophysical Research: Solid Earth*. – 1995. – Vol. 100 (B3). – P. 4231–4241. doi: 10.1029/94JB02986.
- 166 Martys N., Garboczi E. J. Length scales relating the fluid permeability and electrical conductivity in random two-dimensional model porous media // *Physical Review B*. – 1992. – Vol. 46, №10. – P. 6080–6090. doi: 10.1103/PhysRevB.46.6080.
- 167 Nishiyama N., Yokoyama T. Permeability of porous media: Role of the critical pore size // *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*. – 2017. – Vol. 122, №9. – P. 6955–6971. doi: 10.1002/2016JB013793.
- 168 Schwartz L. M., Martys N., Bentz D. P., Garboczi E. J., Torquato, S. Cross-property relations and permeability estimation in model porous media // *Physical Rev. E*. – 1993. – Vol. 48, №6. – P. 4584–4591. doi: 10.1103/PhysRevE.48.4584.
- 169 Lamy-Chappuis B., Angus D., Fisher Q., Grattoni C., Yardley B. W. D. Rapid porosity and permeability changes of calcareous sandstone due to CO<sub>2</sub>-enriched brine injection // *Geophysical Research Letters*. – 2014. – Vol. 41, №2. – P. 399–406. doi: 10.1002/2013GL058534.
- 170 Nogues J. P., Fitts J. P., Celia M. A., Peters, C. A. Permeability evolution due to dissolution and precipitation of carbonates using reactive transport modeling in pore networks // *Water Resources Research*. – 2013. – Vol. 49, №9. – P. 6006–6021. doi: 10.1002/wrcr.20486.
- 171 Katz A. J., Thompson, A. H. Quantitative prediction of permeability in porous rock // *Physical Rev B*. – 1986. – Vol. 34, №11. – P. 8179–8181. doi: 10.1103/PhysRevB.34.8179.
- 172 Li T., Li M., Jing X., Xiao W., Cui Q. Influence mechanism of pore-scale anisotropy and pore distribution heterogeneity on permeability of porous media // *Petroleum Exploration and Development*. – 2019. – Vol. 46, №3. – P. 594–604. doi: 10.1016/S1876-3804(19)60039-X.
- 173 Wang Z., Jin X., Wang X., Sun, L., Wang, M. Pore-scale geometry effects on gas permeability in shale // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2016. – Vol. 34. – P. 948–957. doi: 10.1016/j.jngse.2016.07.057.
- 174 Navarre-Sitchler A., Steefel C. I., Yang L., Tomutsa L., Brantley S. L. Evolution of porosity and diffusivity associated with chemical weathering of a basalt clast // *J of Geophysical Research*. – 2009. – Vol. 114 (F2), F02016. – P. 1–14.
- 175 Ghanbarian B., Hunt A. G., Ewing R. P., Sahimi M. Tortuosity in Porous Media: A Critical Review // *Soil Science Society of America Journal*. – 2013. – Vol. 77, №5. – P. 1461–1477. doi: 10.2136/sssaj2012.0435.
- 176 Comiti J., Renaud M. A new model for determining mean structure parameters of fixed beds from pressure drop measurements: application to beds packed

with parallelepipedal particles // *Chemical Engineering Science*. – 1989. – Vol. 44, №7. – P. 1539–1545. doi: 10.1016/0009-2509(89)80031-4.

177 Boudreau B. P. The diffusive tortuosity of fine-grained unlithified sediments // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 1996. – Vol. 60, №16. – P. 3139–3142, doi: 10.1016/0016-7037(96)00158-5.

178 Chung D.-W., Ebner M., Ely D. R., Wood V., García R. E. Validity of the Bruggeman relation for porous electrodes // *Modelling and Simulation in Materials Science and Engineering*. – 2013. – Vol. 21, №7. – P. 1–16, 074009. doi: 10.1088/0965-0393/21/7/074009.

179 Tjaden B., Cooper S. J., Brett D. J., Kramer D., Shearing P. R. On the origin and application of the Bruggeman correlation for analysing transport phenomena in electrochemical systems // *Current Opinion in Chemical Engineering*. – 2016. – Vol. 12. – P. 44–51. doi: 10.1016/j.coche.2016.02.006.

180 Du Plessis J. P., Masliyah J. H. Flow through isotropic granular porous media // *Transport in Porous Media*. – 1991. – Vol. 6, №3. – P. 207–221.

181 Koponen A., Kataja M., Timonen J. Tortuous flow in porous media // *Phys. Rev. E*. – 1996. – Vol. 54. – P. 406–410. doi: 10.1103/PhysRevE.54.406.

182 Pisani L. Simple Expression for the Tortuosity of Porous Media // *Transp Porous Media*. – 2011. – Vol. 88, №2. – P. 193–203. doi:10.1007/s11242-011-9734-9.

183 Hommel J., Coltman E., Class H. Porosity–Permeability Relations for Evolving Pore Space: A Review with a Focus on (Bio-)geochemically Altered Porous Media // *Transp Porous Media*. – 2018. – Vol. 124, №2. – P. 589–629. doi: 10.1007/s11242-018-1086-2.

184 Panda M. N, Lake L.W. Estimation of Single-Phase Permeability from Parameters of Particle-Size Distribution // *AAPG Bulletin*. – 1994. – Vol. 78, №7. – P. 1028–1039. doi: 10.1306/A25FE423-171B-11D7-8645000102C1865D.

185 Акашева Ж.К. Авторское свидетельство «Альтернативный метод определения абсолютной проницаемости образцов карбонатного керна». – № 42468 от «30» января 2024.



## ПРИЛОЖЕНИЕ А

В данном приложении приведены результаты сканирования  $\mu$ -КТ шести образцов карбонатного керна, а также физических экспериментов, которые были проведены в лаборатории «Stratum CER», г. Актау. Описание лабораторных методов, процедур и заключительные замечания касательно эксперимента подробно описаны в работе [131].

Цель данного физического эксперимента заключалась в определении эффективности раствора соляной кислоты для повышения абсолютной проницаемости, а именно растворения минералов и образовании «червоточин» в горной породе.

Керновый материал с общей длиной в 2 м с разных глубин скважин 101 и 102 месторождения Северо-Западный Жетыбай был предоставлен компанией-недропользователем АО «УШКУЮ», расположенной в Мангистауской области для проведения физических экспериментов. В программе теста было выполнено несколько экспериментов по закачиванию раствора соляной кислоты в образцы керна со средней проницаемостью ( $\sim 40$  мД) с видимыми кавернами (54ds); образцы керна с низкой проницаемостью ( $<1$  мД) с видимыми трещинами или микротрещинами (25, 28А); образцы керна с очень низкой проницаемостью  $<0.01$  мД (23, 44, 55).

Пористость тестируемых образцов варьировалась от 1,5% до 19,2%, газопроницаемость по Клинкенбергу варьировалась от 0,009 до 85,7 мД.

В таблице А.1 приведены основные свойства образцов. На рисунке А.1 приведена фотография образцов керна после промывки.

Таблица А.1 – Основные свойства образцов

Номер образца	Глубина, м	Плотность зерен, г/см <sup>3</sup>	Пористость, %	Длина, см	Диаметр, см	K1, мД	Литология	Замечания
23	3383,09	2,84	6,724	4,549	3,799	0,015	Доломит	Низкая проницаемость
25	3385,99	2,85	11,863	4,611	3,798	16,784	Доломит	Кавернозный
28А	3386,81	2,84	12,651	4,695	3,691	8,955	Доломит	Кавернозный
44	3321,79	2,72	1,522	5,141	3,803	0,014	Кальцит	Низкая проницаемость
54ds	3384,35	2,81	19,249	5,136	3,796	85,713	Доломит	Кавернозный
55	3384,98	2,79	4,375	4,928	3,803	0,009	Кальцит	Низкая проницаемость



Рисунок А.1 – Образцы керна после промывки

На рисунках А.2-А.5 показаны фотографии образцов до и после закачки кислотного раствора.



Рисунок А.2 – Фотографии образцов 23 и 25 до и после закачки кислоты



Рисунок А.3 – Фотографии образцов 44 и 55 до и после закачки кислоты



Рисунок А.4 - Фотографии образца 28А до и после закачки кислоты



Рисунок А.5 - Фотографии образца 54ds до и после закачки кислоты

На рисунке А.6 представлены 3D модели образцов керна до кислотной обработки, полученные при помощи рендеринга срезов микрокомпьютерной томографии (разрешение 625 мкм).

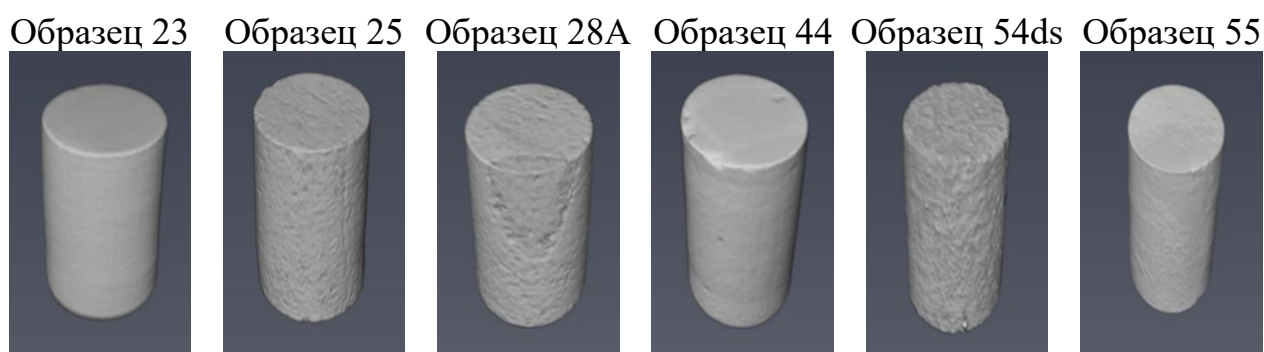


Рисунок А.6 – 3D модели образцов карбонатного керна до кислотной обработки

После проведения физических экспериментов по кислотной обработке, образцы керна повторно были просканированы при помощи  $\mu$ -КТ (рисунок А.7).

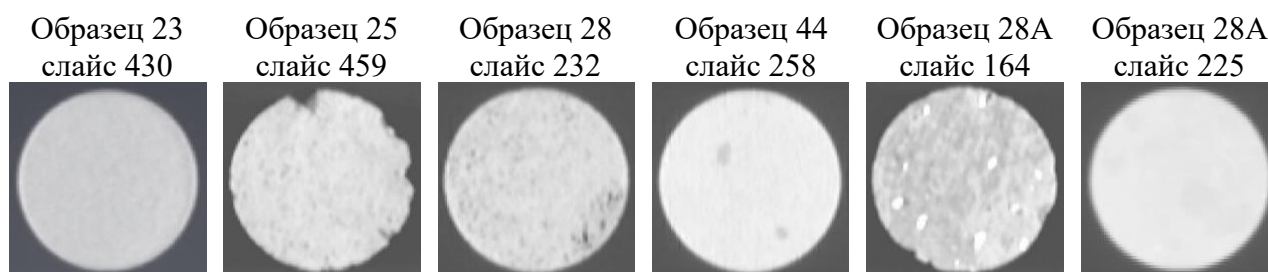


Рисунок А.7 – Сканирование образцов керна после их кислотной обработки

Как видно, разрешение в 625 мкм оказалось не достаточным для детального изучения микроскопических свойств образцов керна, т.к. качество полученных сканирований с помощью  $\mu$ -КТ имеет первостепенное значение для построения точных цифровых моделей в масштабе пор.

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

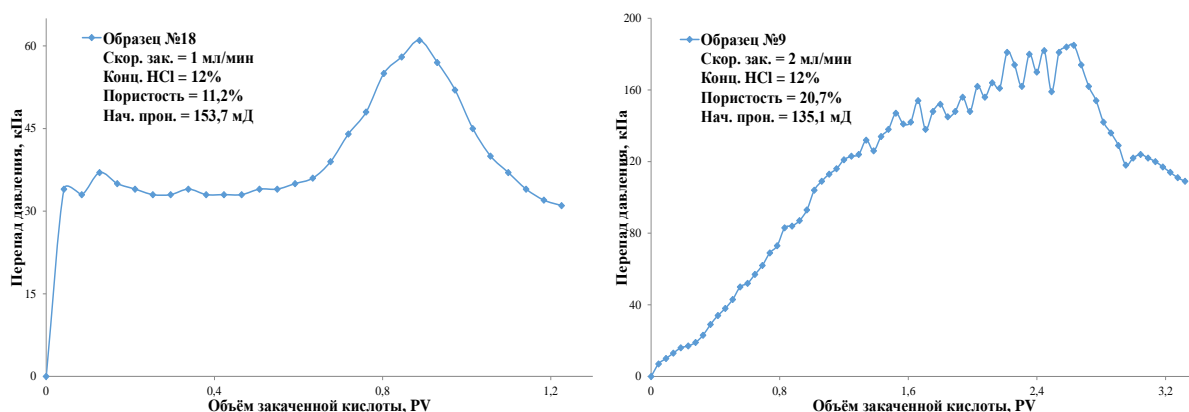


Рисунок Б.1 - Изменение перепада давления в зависимости от объема прокаченного кислотного раствора в образце 18 (слева) и 9 (справа)

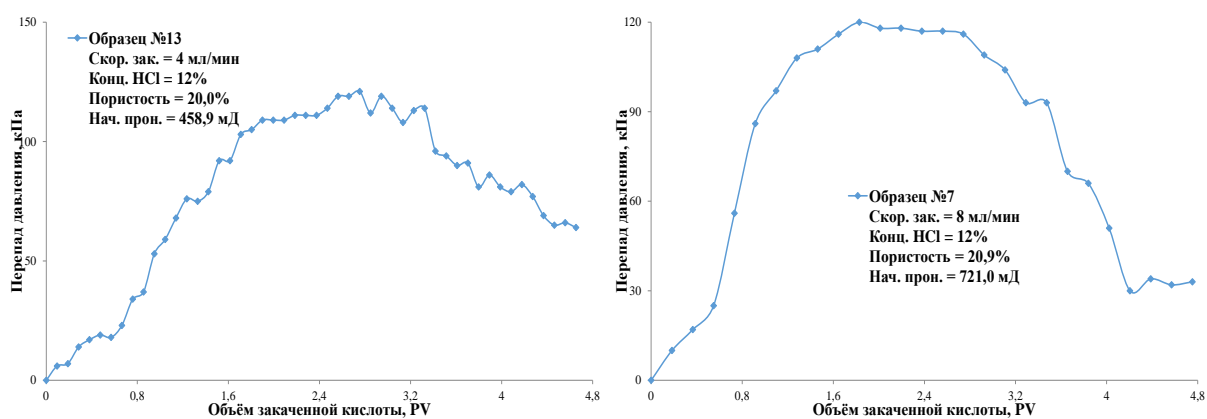


Рисунок Б.2 - Изменение перепада давления в зависимости от объема прокаченного кислотного раствора в образце 13 (слева) и 7 (справа)

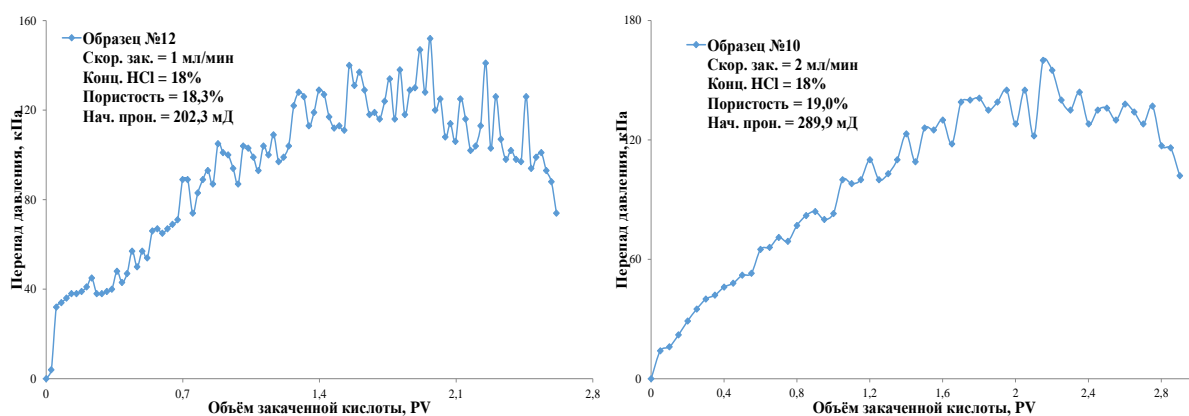


Рисунок Б.3 - Изменение перепада давления в зависимости от объема прокаченного кислотного раствора в образце 12 (слева) и 10 (справа)

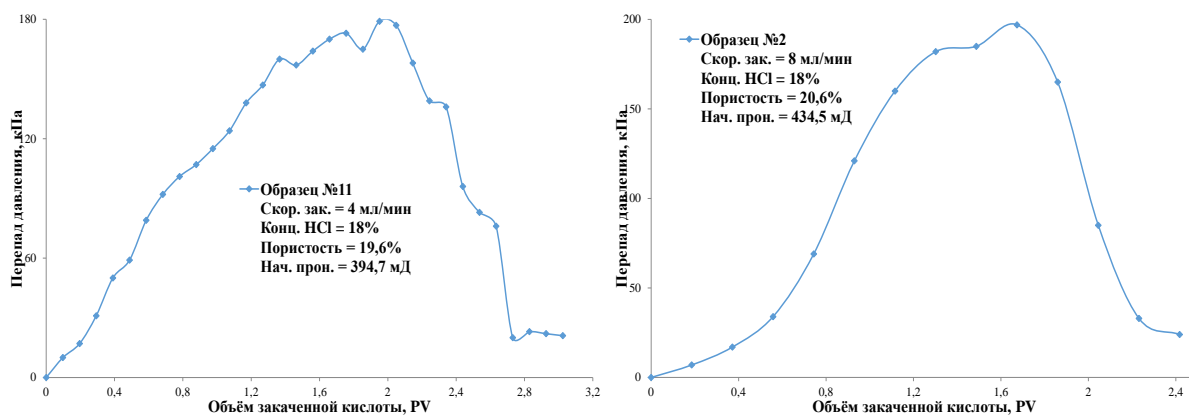


Рисунок Б.4 - Изменение перепада давления в зависимости от объема прокаченного кислотного раствора в образце 11 (слева) и 2 (справа)

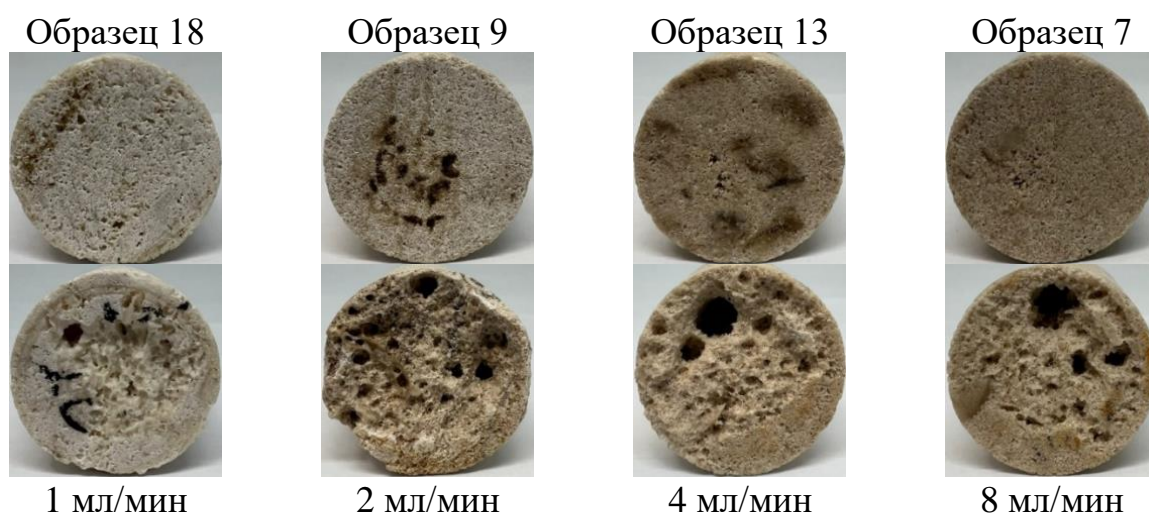


Рисунок Б.5. Входная и выходная поверхности образцов 18, 9, 13 и 7 после закачки 12% HCl

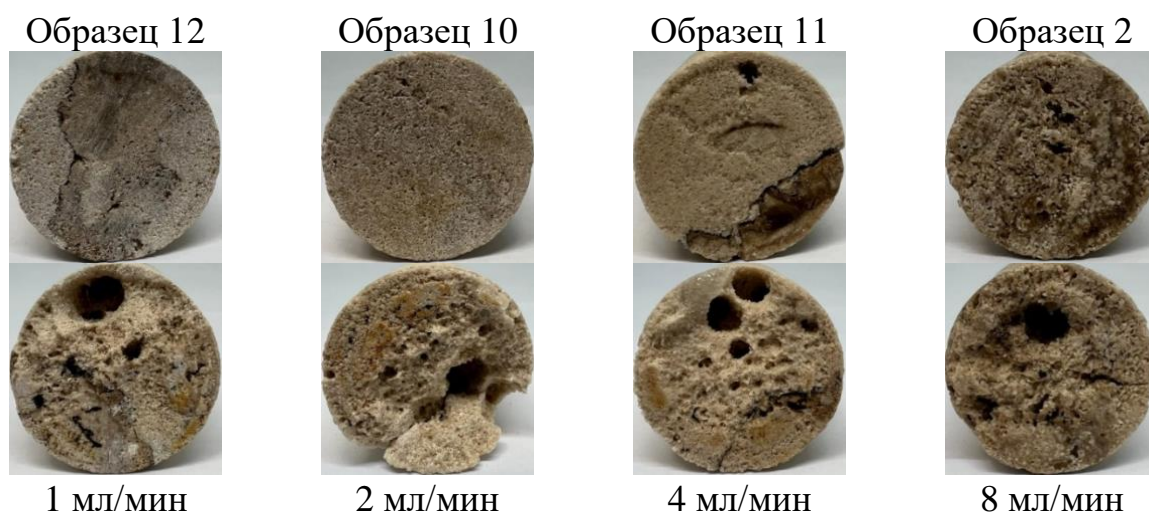


Рисунок Б.6 - Входная и выходная поверхности образцов 12, 10, 11 и 2 после закачки 18% HCl

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Дифрактограммы образцов [128-131]

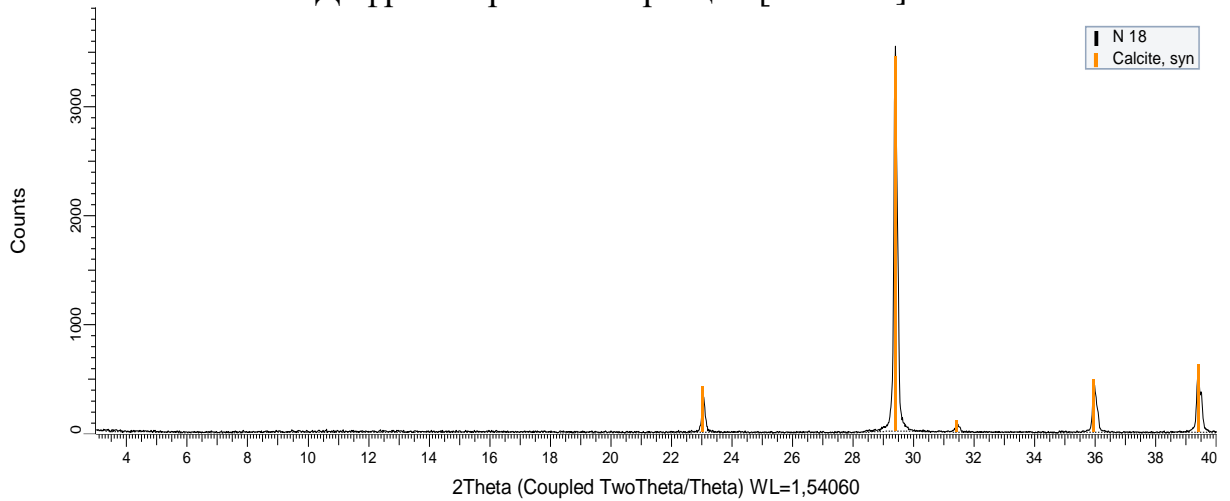


Рисунок В.1 - Дифрактограмма образца 18

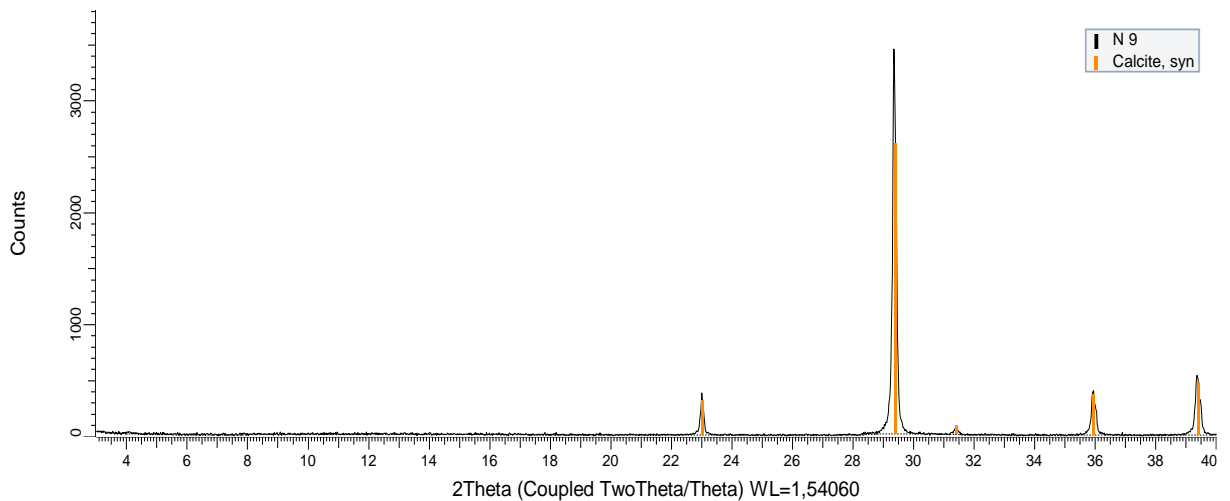


Рисунок В.2 - Дифрактограмма образца 9

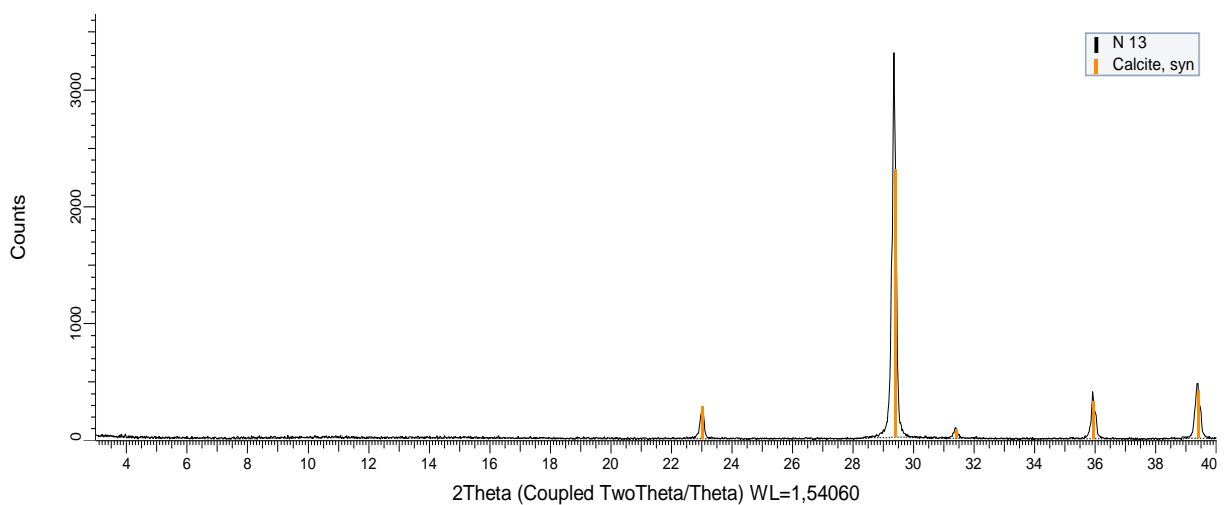


Рисунок В.3 - Дифрактограмма образца 13

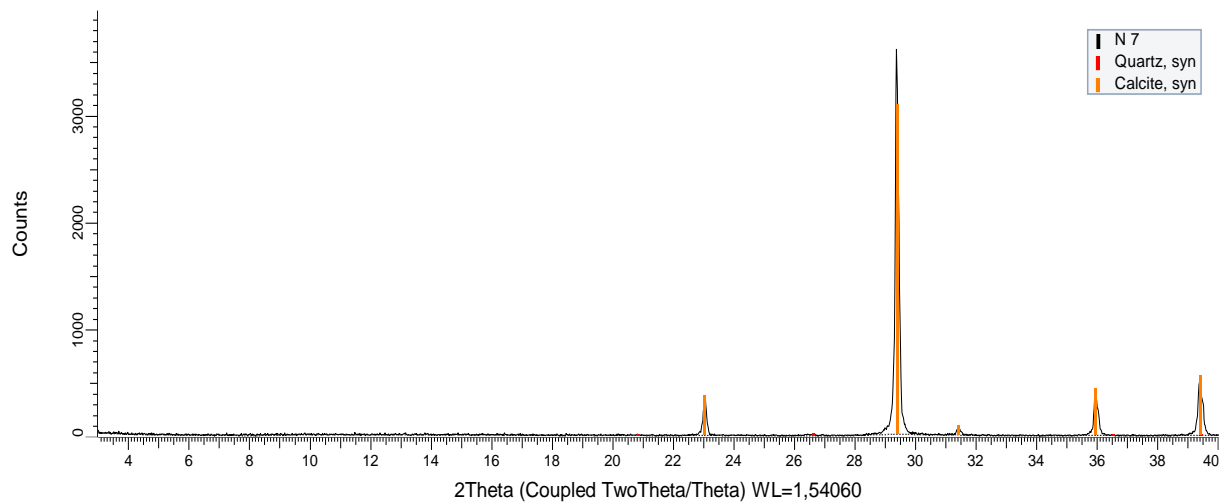


Рисунок В.4 - Дифрактограмма образца 7

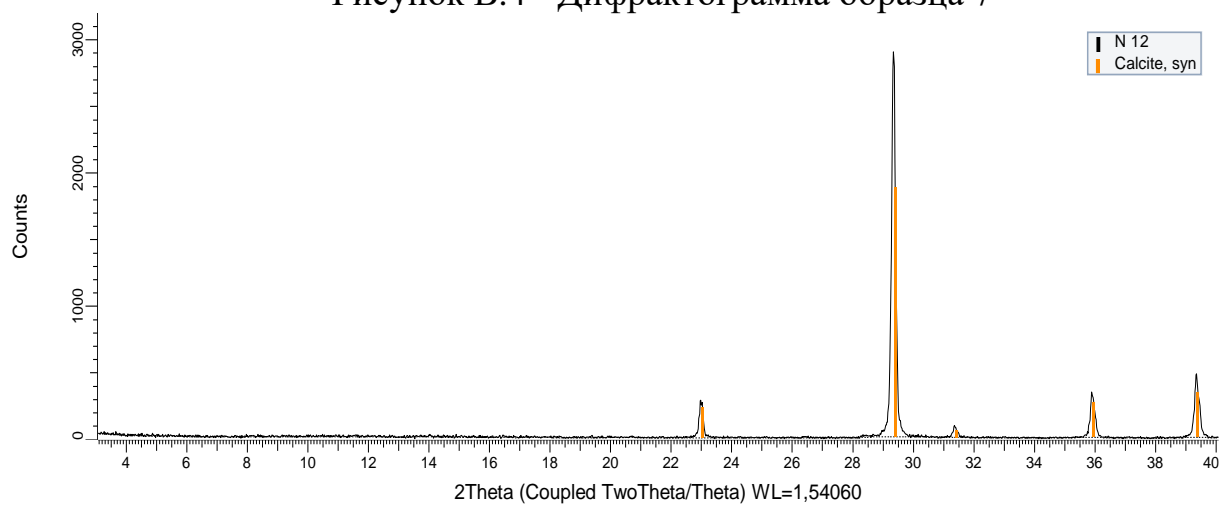


Рисунок В.5 - Дифрактограмма образца 12

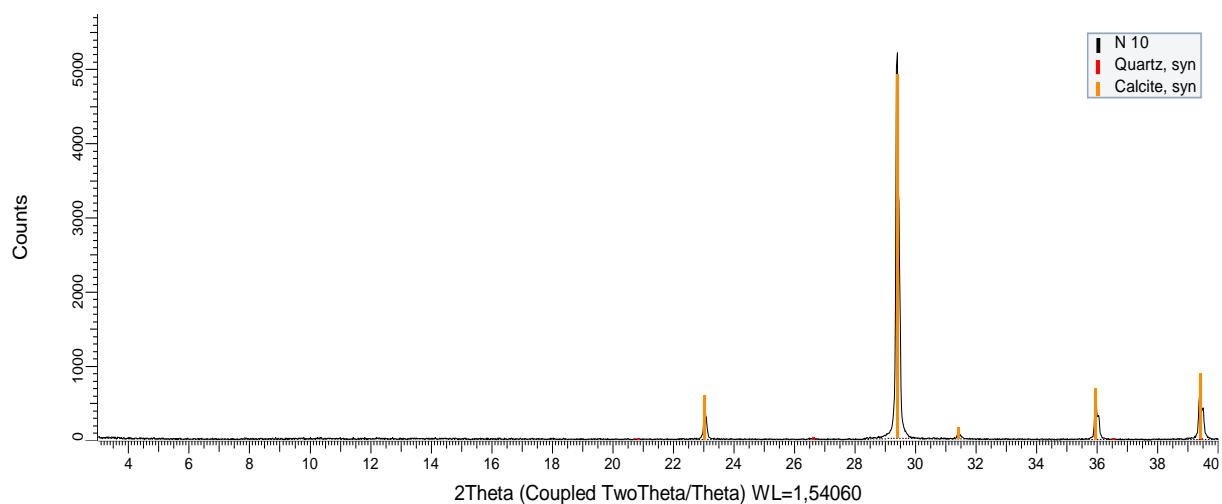


Рисунок В.6 - Дифрактограмма образца 10

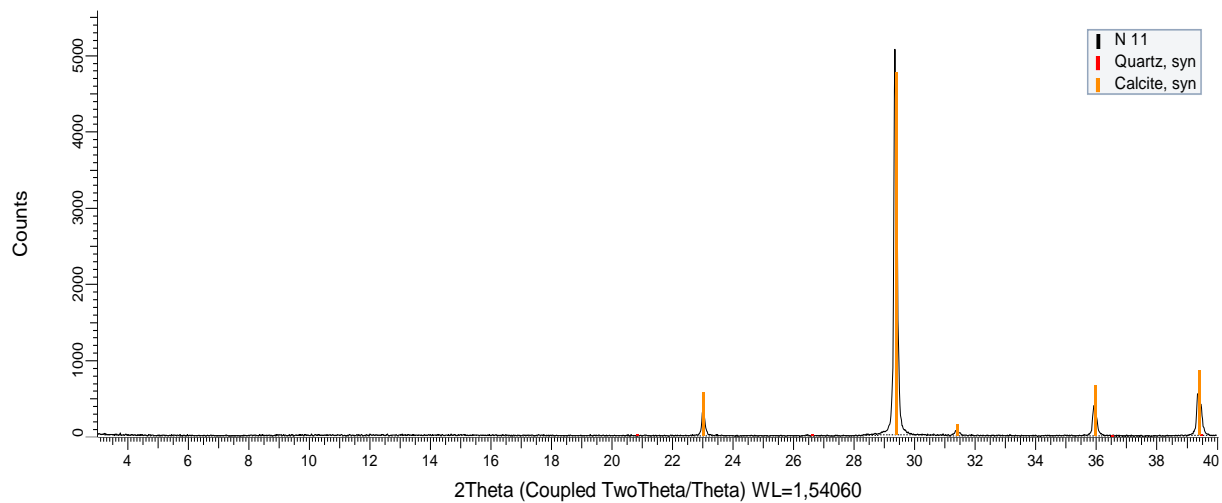


Рисунок В.7 - Дифрактограмма образца 11

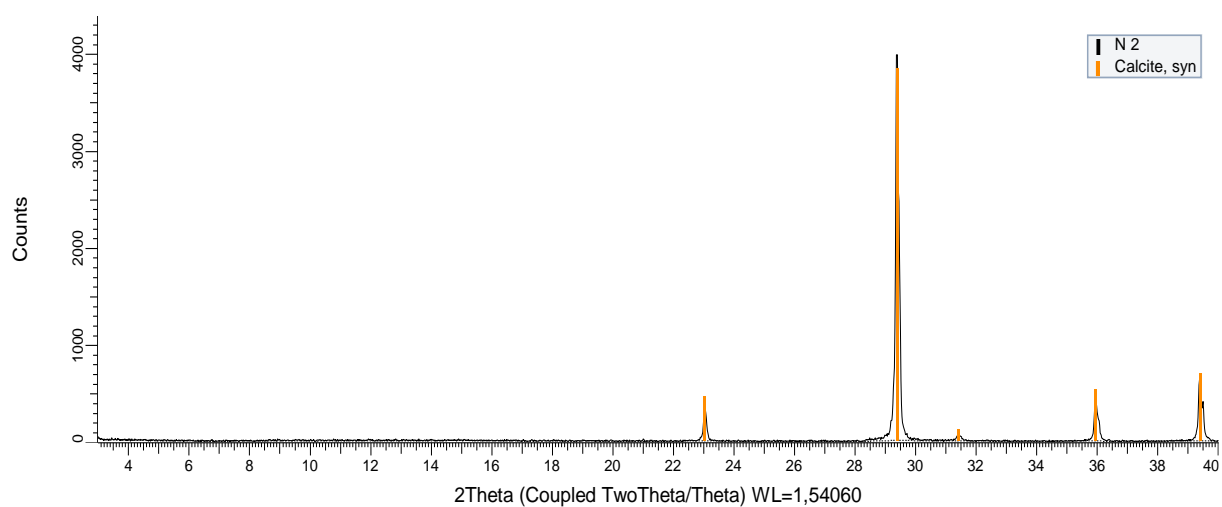


Рисунок В.8 - Дифрактограмма образца 2



## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

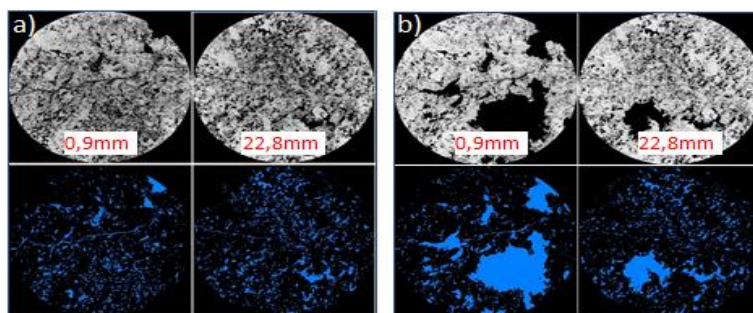


Рисунок Г.1 - Оригинальные (верхний слой) и обработанные (нижний слой) изображения слайсов образца №2 до (А) и после (Б) закачки раствора HCl

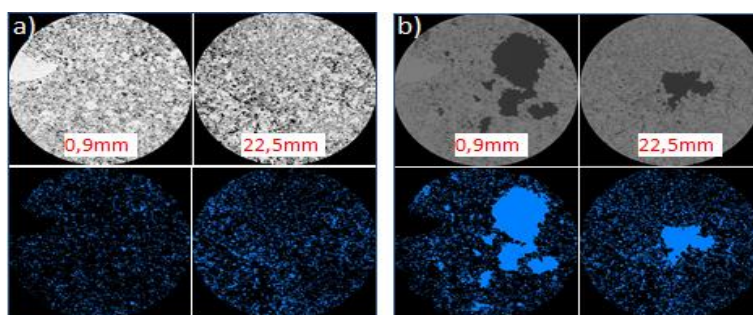


Рисунок Г.2 - Оригинальные (верхний слой) и обработанные (нижний слой) изображения слайсов образца №7 до (А) и после (Б) закачки раствора HCl

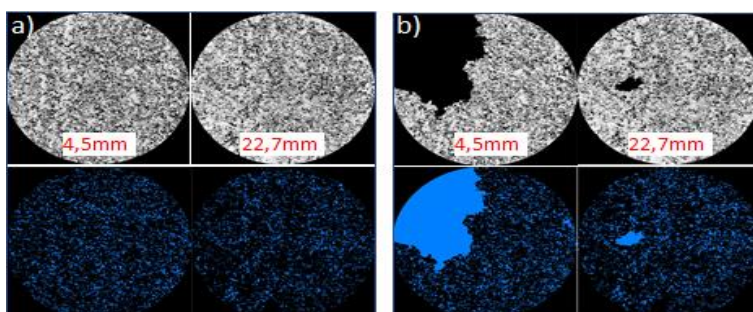


Рисунок Г.3 - Оригинальные (верхний слой) и обработанные (нижний слой) изображения слайсов образца №10 до (А) и после (Б) закачки раствора HCl

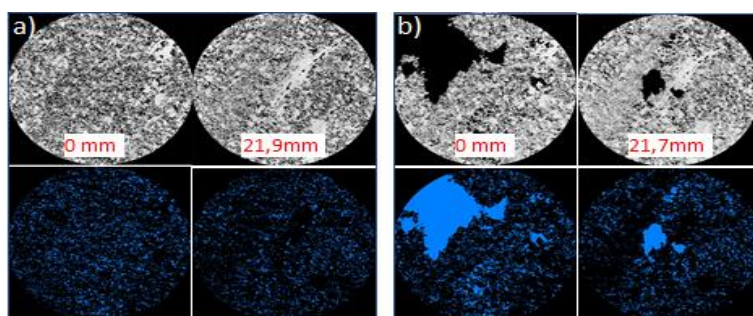


Рисунок Г.4 - Оригинальные (верхний слой) и обработанные (нижний слой) изображения слайсов образца №13 до (А) и после (Б) закачки раствора HCl

## ПРИЛОЖЕНИЕ Д



Рисунок Д.1 – Авторское свидетельство № 42468 от «30» января 2024