

Исследование взаимосвязей между фильтрационными и емкостными характеристиками карбонатных коллекторов со сложным строением пустотного пространства

И.Н. Пономарева¹, В.А. Новиков¹, Д.А. Мартюшев^{1*}, А.В. Разницын²

¹Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия

²ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Пермь, Россия

Настоящая статья посвящена изучению геологических особенностей карбонатных продуктивных пластов нефтяных месторождений и выявлению взаимосвязей между фильтрационными и емкостными свойствами коллекторов со сложным строением пустотного пространства. Зависимость проницаемости коллектора от его пористости, называемая петрофизической, используется при решении широкого спектра задач, в том числе при геолого-гидродинамическом моделировании. Сложное строение пустотного пространства карбонатных коллекторов обуславливает неоднозначный вид петрофизической зависимости и, как следствие, недостаточную достоверность основанных на ее применении расчетов. Так, применительно к рассматриваемой в статье залежи, уравнение, связывающее проницаемость и пористость, получено дифференцированно для порового и трещинного типа пустотности коллектора и характеризуется значениями коэффициента детерминации $R^2 = 0,81$ и $R^2 = 0,16$ соответственно. Проведение расширенного комплекса лабораторных исследований карбонатных образцов керна одного из месторождений Пермского края, в том числе включающего методы ядерно-магнитного резонанса, сканирующей электронной микроскопии и рентгеновской компьютерной томографии, позволило разработать новые, справедливые для всех типов пустотности зависимости, более тесно связывающие фильтрационную и емкостную характеристики коллектора (коэффициент детерминации R^2 превышает 0,92). Целесообразность использования разработанных уравнений подтверждена посредством проведения вычислительного эксперимента: применение полученного уравнения позволило улучшить прогностические способности геолого-гидродинамической модели залежи как по дифференциальным, так и интегральным показателям разработки (годовая и накопленная добыча нефти соответственно). Результаты исследования и примененные подходы могут быть использованы при решении задач проектирования и моделирования разработки карбонатных коллекторов для повышения качества адаптации исторических данных в геолого-гидродинамических моделях, а также увеличения степени достоверности выполняемых расчетов за счет более детального учета особенностей строения пустотного пространства горной породы.

Ключевые слова: проницаемость, пористость, петрофизическая зависимость, сканирующая электронная микроскопия, ядерно-магнитный резонанс, геолого-гидродинамическая модель

Для цитирования: Пономарева И.Н., Новиков В.А., Мартюшев Д.А., Разницын А.В. (2025). Исследование взаимосвязей между фильтрационными и емкостными характеристиками карбонатных коллекторов со сложным строением пустотного пространства. *Георесурсы*, 27(3), с. 221–232. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.16>

1. Введение

Карбонатные коллектора характеризуются сложной структурой пустотного пространства, в том числе неоднородной геометрией и сложным распределением пор по размерам, что объясняется их разнообразным диагенезом и постседиментационной диагенетической модификацией

исходной породы (Catinat et al., 2023). В работах (Белов и др., 2021; Martyushev et al., 2023; Martyushev et al., 2025) показано, что в объеме горной породы одного продуктивного пласта присутствуют как первичные, так и вторичные пустоты, которые, в свою очередь, представлены порами, кавернами и трещинами с различной степенью взаимной связи. Соответственно, общую емкостную характеристику горной породы (пористость) формируют как первичные, так и вторичные поры в различном соотношении. Считается, что все перечисленные виды пустотности обладают проводящими свойствами, обеспечивающими фильтрацию флюида (проницаемостью). Проблема

* Ответственный автор: Дмитрий Александрович Мартюшев
e-mail: martyushevd@inbox.ru

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

установления взаимной связи между проницаемостью и пористостью, которая сводится к построению и аппроксимации так называемой петрофизической зависимости (ПЗ), является актуальной при решении различных задач теории и практики нефтяной геологии. Например, на использовании данной зависимости основан переход от геологической модели залежи к гидродинамической, которая является основой современных подходов к проектированию разработки месторождений углеводородов. В работе (Мухаметшин и др., 2021) авторы предлагают использовать петрофизическую зависимость для оценки продуктивности карбонатных объектов еще на стадии проведения геологоразведочных работ.

Петрофизическая зависимость, построенная для терригенных коллекторов, как правило, устойчиво аппроксимируется и позволяет уверенно прогнозировать проницаемость по известному значению пористости. Пустотное пространство терригенных коллекторов представлено, в основном, межзерновыми порами, что и обуславливает хорошую связь между фильтрационной и емкостной характеристиками. При этом даже в терригенных коллекторах нередко наблюдается неравномерный характер распределения емкостных свойств в объеме горной породы, что при прочих равных геологических условиях может быть являться фактором, определяющим как эффективность проводимых геолого-технических мероприятий, так и процесса разработки залежи нефти в целом (Geng et al., 2023; Chernyshov et al., 2024b).

Зависимость проницаемости карбонатного коллектора от его пористости крайне редко имеет однозначный вид: при ее аппроксимации зачастую получают уравнения с низкими коэффициентами корреляции, что отмечается многими специалистами (Гурбанов и др., 2020; Mason et al., 2019; Florez et al., 2024; Alabere et al., 2025). При этом большинство исследователей объясняют данный факт сложным строением пустотного пространства коллекторов и отсутствием информации о том, каким образом каждый из видов пустотности формирует результирующую пропускную способность пор. Развитие методов лабораторных исследований керна высокого разрешения, таких как рентгеновская компьютерная томография (КТ) и сканирующая электронная микроскопия (СЭМ), позволило получить ряд важных выводов об особенностях строения пустот в карбонатных коллекторах (Wang et al., 2024; Alhindi et al., 2025). Так, в работе (Sun and Wang, 2024) отмечено, что при большой емкости пустот в объеме плотных карбонатов их проницаемость может практически отсутствовать по причине плохой связанности пор. В работе (Xie et al., 2022) приводятся сведения, что в плотных горных породах одним из основных факторов, приводящим к низкой проницаемости коллектора, помимо наличия несвязанных или изолированных пустот, является сужение радиусов поровых каналов.

В свою очередь, неоднозначный характер соотношения между проницаемостью и пористостью карбонатных коллекторов обуславливает сложности их дифференциации на коллектор и неколлектор (Zhang et al., 2024). В настоящее время с этой целью, в основном, используется способ, основанный на сравнении коэффициента пористости отдельного участка пласта с постоянным граничным значением, обоснованию которого зачастую

уделяется недостаточно внимания. Так, в работе (Сидоров и Ризванова, 2023) авторы подчеркивают некорректность применения в качестве граничного значения пористости некоторой константы, которая получена без учета данных потокометрических исследований. В результате нередко возникает ситуация, когда пропласток, отнесенный к неколлектору, при перфорации и последующей эксплуатации демонстрирует устойчивый приток флюида (Martyushev et al., 2024). И наоборот, пропласток, отнесенный к коллектору, не обеспечивает притока даже при многократных стимуляциях (Chernyshov et al., 2022; Catinat et al., 2023; Chernyshov et al., 2024b). Причиной данного явления, вероятно, является некорректность подхода к дифференциации коллекторов только на основе анализа коэффициента пористости.

Ряд исследователей предлагает повышать корреляцию между фильтрационной и емкостной характеристиками за счет использования многомерных уравнений, в которые, помимо пористости, включаются дополнительные аргументы. Так, в статье (Репина и др., 2018) авторы добились улучшения сходимости петрофизической зависимости за счет введения объемной плотности, получив в результате многомерное уравнение. Авторы работы (Степанов и др., 2023) приводят вывод о том, что сложная зависимость между проницаемостью и пористостью объясняется, в том числе, неучетом их каверновой составляющей, и предлагают использовать модель Wyllie-Rose для улучшения сходимости между фильтрационными и емкостными параметрами. Важно отметить общую проблему увеличения достоверности петрофизической зависимости за счет использования в том или ином виде адресных корреляций: уточненные таким образом уравнения характеризуются узкой областью практического применения, которая соответствует диапазону исходных данных обучающей выборки.

В свою очередь, использование недостоверной петрофизической зависимости обуславливает ряд сложностей при создании гидродинамической модели залежи. Так, начальная гидродинамическая модель практически никогда не соответствует одному из основных критериев достоверности – незначительной погрешности воспроизведения фактической истории добычи флюидов. В этой связи задачей гидродинамического моделирования является настройка модели (введение дополнительных модификаций), которую специалисты выполняют с применением специальных инструментов, изменяющих фильтрационные параметры, оставляя неизменными емкостные свойства коллектора, что обусловлено необходимостью соблюдения требований к постоянству значений запасов углеводородов (Пономарев и др., 2021; Martyushev, 2020). Необходимые модификации, в том числе для улучшения качества воспроизведения фактических исторических данных разработки залежи, могут выполняться с привлечением различных технических средств автоматизации и инструментов искусственного интеллекта (Katterbauer et al., 2015; Shams et al., 2020; Ali et al., 2024; Zhao et al., 2024). Однако действуя в жестких рамках требований, предъявляемых к геолого-гидродинамическим моделям, специалисты зачастую применяют нефизичные подходы к ее адаптации, что, безусловно, сказывается на точности

последующих прогнозных оценок уровней добычи углеводородного сырья.

В рамках настоящего исследования поставлена цель изучить геологические особенности карбонатных продуктивных пластов и выявить взаимосвязи между фильтрационными и емкостными свойствами коллекторов со сложным строением пустотного пространства. В свою очередь, полученные результаты должны повысить достоверность геолого-гидродинамического моделирования за счет совершенствования процесса адаптации исторических данных и, как следствие, улучшить качество проектирования разработки нефтяных месторождений.

2. Материалы и методы

В настоящей работе используется комплексный подход, который сводится к детальному изучению строения и свойств пустотного пространства коллекторов по данным лабораторных исследований керна и интеграции полученных результатов в геолого-гидродинамическую модель залежи. Конечным результатом исследования является получение уточненной петрофизической зависимости (или группы зависимостей), позволяющей повысить точность воспроизведения гидродинамической моделью залежи нефти фактических исторических данных.

На первом этапе исследования выбран объект – турнейско-фаменская залежь одного из представительных с точки зрения объемов добычи месторождений севера Пермского края, представленная сложнопостроенным карбонатным коллектором. Для выбранного объекта характерно наличие образцов керна, которые исследованы с применением современных лабораторных методов, в том числе компьютерной томографии, сканирующей электронной микроскопии и ядерно-магнитного резонанса (ЯМР). Предполагается, что такое расширение комплекса лабораторных методов изучения позволит получить ряд новых выводов и закономерностей. Например, углубленное изучение минерального состава карбонатных коллекторов позволило авторам работы (Гасанов и др., 2022) объяснить сложный характер изменения их пористости по разрезу продуктивных отложений.

Для рассматриваемого объекта разработки построена стандартная петрофизическая зависимость «проницаемость ($k_{пр}$) – пористость ($K_{пор}$)», которая впоследствии

использована при геолого-гидродинамическом моделировании и имеет вид:

$$k_{пр} = 0,02 \cdot e^{0,5549 \cdot K_{пор}} \quad (1)$$

Зависимость (1) характеризуется высоким значением коэффициента детерминации $R^2 = 0,81$. Несмотря на наблюдаемое высокое значение коэффициента R^2 , следует отметить, что уравнение (1) получено для порового (каверново-порового) типа коллектора. Зависимость для более сложного типа пустотности (с наличием трещин) характеризуется низким значением коэффициента детерминации: $R^2 = 0,16$. Таким образом, можно констатировать отсутствие петрофизической зависимости, справедливой для условий сложнопостроенного карбонатного коллектора рассматриваемого нефтяного месторождения.

В связи с этим, настоящее исследование основывается на детальном изучении семи представительных образцов горной породы рассматриваемого месторождения, характеризующих продуктивную часть геологического разреза, обеспечивающую основную долю притока нефти. Выбор коллекции образцов стандартного керна (30×30 мм) выполнен с учетом фактических емкостных свойств коллектора на рассматриваемом месторождении: средне-взвешенная по эффективной нефтенасыщенной толщине пористость по данным геолого-физических исследований (ГИС) в фактически пробуренных скважинах изменяется в диапазоне от 4,3 до 18,2% (среднее значение – 10,6%), а используемые в ходе экспериментов образцы горной породы (пористость – 5,4–18,0%) равномерно охватывают и характеризуют этот диапазон, что можно видеть на изображениях, представленных на рисунке 1.

Исследования методом компьютерной томографии выполнены с применением рентгеновского микротомографа XT H 225+180 LC (Nikon Metrology Europe NV, UK): получены трехмерные изображения стандартных образцов керна (разрешение снимков – 46 мкм), оценено количество пустот разного размера.

Для исследования строения пустотного пространства использован сканирующий электронный микроскоп JSM 6390LV (фирма Jeol, Япония), который позволил детально изучить строения горной породы на микроуровне, оценить характер пустотности и ее морфологию.

Метод ядерно-магнитного резонанса является неразрушающим высокоточным методом исследования горных пород: современные ЯМР-релаксометры позволяют

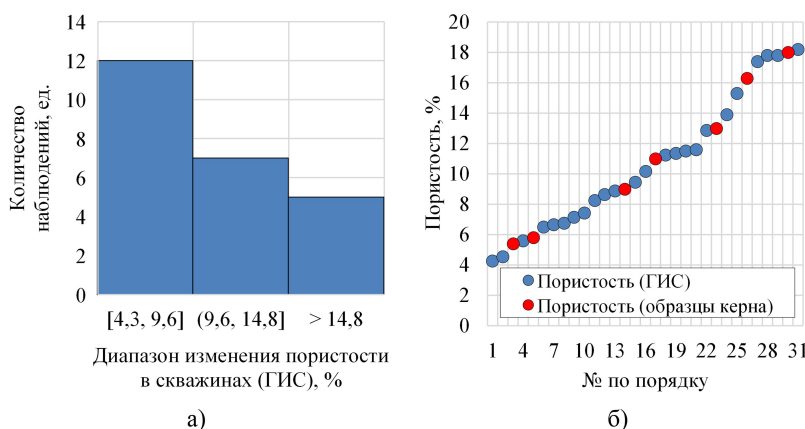


Рис. 1. Обоснование выбора образцов керна для проведения экспериментальных исследований: а) распределение пористости на пробуренных скважинах (ГИС); б) сопоставление пористости по ГИС (синий цвет) и используемых образцов горной породы (красный цвет)

регистрировать релаксацию флюидов в порах размером до 1 нм, что предоставляет детальную информацию о строении пустотного пространства. Метод ЯМР основан на изучении резонансного поглощения электромагнитной энергии ядрами атомов водорода. Считается, что метод позволяет в значительной степени повысить детальность изучения образцов и, в некоторых случаях, даже получить уникальную информацию (Разницын, 2022; Mondal, Singh, 2024). Авторы (Дзюбло, Бороздин, 2021) демонстрируют, что метод ЯМР позволяет с высокой степенью детализации изучать строение карбонатных коллекторов при решении такой задачи как обоснование оптимальных технологических параметров бурения скважин.

Последовательность проведения экспериментов методом ЯМР подробно представлена в работе (Разницын, Попов, 2020). При выполнении соответствующих исследований получают распределение ЯМР пористости по времени поперечной релаксации T_2 . Для перехода от времени релаксации к размеру пор данные ЯМР комплексуются с результатами прямых измерений (например, с помощью метода КТ), используя уравнение (2).

$$\frac{1}{T_2} = \rho \frac{S}{V}, \quad (2)$$

где T_2 – время релаксации флюида в конкретной поре, мс; ρ – релаксационная активность породы, мкм/мс, S – площадь поры, мкм²; V – объем поры, мкм³.

При допущении сферической формы пор с радиусом R справедливо уравнение (3):

$$\frac{1}{T_2} = \rho \frac{3}{R}. \quad (3)$$

Соответственно, переход от времени поперечной релаксации к радиусу поры заключается в определении величины релаксационной активности.

В настоящей работе значение релаксационной активности вычислялось путем комплексирования данных ЯМР с результатами рентгеновской компьютерной томографии: модальное значение распределения пор по размерам, полученное по данным КТ, сопоставлялось с модальным значением времени поперечной релаксации, далее по вышеуказанной формуле определялось значение релаксационной активности, после чего, в свою очередь, вычислялся размер пор.

Для дальнейшего изучения использованы такие результаты метода ЯМР как средневзвешенный диаметр пор и четыре выделенные составляющие общей пустотности: 1) объем пор, занятый глинисто-связанной водой и микропористость; 2) капиллярно-связанная вода; 3) эффективная пористость; 4) каверновая пористость.

Кроме того, в ходе исследования образцов керн определены абсолютная и фазовая (по нефти) проницаемости. Образцы горной породы предварительно экстрагировались, очищались от солей и высушивались согласно ГОСТ 26450.0-85. Коэффициент абсолютной газопроницаемости определялся методом стационарной фильтрации согласно ГОСТ 264050.2-85. Коэффициент фазовой проницаемости по нефти определен методом стационарной фильтрации на образцах керн с начальной нефтенасыщенностью и остаточной (связанной) водонасыщенностью в термобарических условиях, моделирующих пластовые (пластовое давление – 21,5 МПа, пластовая

температура – 28,9 °С). При проведении экспериментов использовалась нефть рассматриваемой залежи плотностью 801 кг/м³ и динамической вязкостью 2,5 мПа·с.

Комплексирование результатов лабораторного изучения керн выполнено посредством сопоставления различных параметров, построения и анализа графиков зависимости фильтрационных и емкостных характеристик, а также их составляющих.

Построенные графики, связывающие фильтрационную и емкостную характеристики образцов горных пород, интегрированы в геолого-гидродинамическую модель залежи – объекта исследования.

Геологическая модель залежи построена в программном комплексе IRAP RMS (Emerson, США), при этом выбрана сетка с равным числом слоев для отражения геологического строения залежи. Инкремент по латерали составляет 50×50 м. Количество слоев в модели – 190 ед., количество ячеек – 7 671 440 ед., размер ячейки по толщине – 0,28–0,40 м. Для литологического моделирования использован метод детерминистской технологии с применением трехмерной стратиграфической интерполяции. В качестве основной информации при литологическом моделировании приняты результаты лабораторных исследований керн и интерпретации геофизических исследований скважин. Для моделирования коэффициента нефтенасыщенности пластов также использовались результаты исследований керн и интерпретации ГИС. При построении геологической модели поставлена цель максимального учета сложного строения и неоднородности залежи, в связи с чем ремасштабирование (upscaling) не выполнялось. Гидродинамическая модель залежи построена в симуляторе Tempest (Emerson, США). Общий вид гидродинамической модели залежи на начальный момент времени на примере куба нефтенасыщенности представлен на рисунке 2.

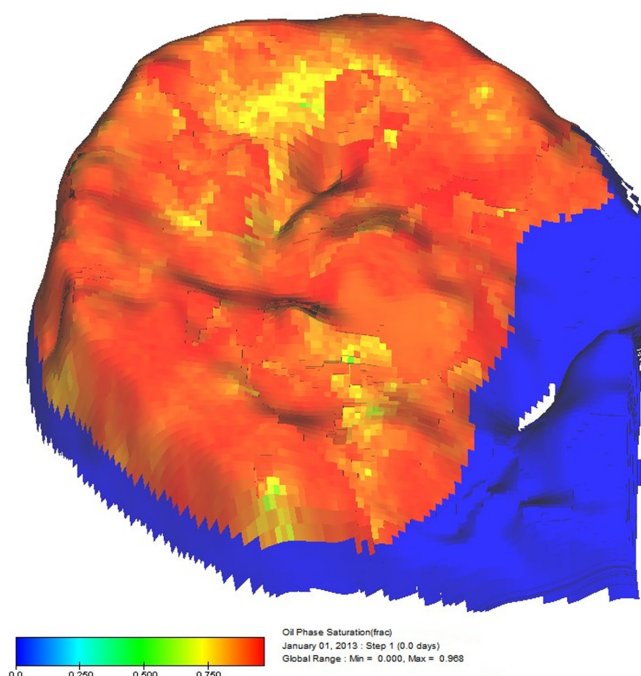


Рис. 2. Общий вид гидродинамической модели залежи на начало разработки на примере куба нефтенасыщенности

3. Результаты

Результаты оценки фильтрационных (абсолютная $k_{\text{пр абс}}$ и фазовая проницаемость по нефти $k_{\text{прн}}$) и емкостных (коэффициент пористости по методу жидкостенасыщения $K_{\text{пор ж}}$) представлены в таблице 1.

Необходимо отметить, что при практически одинаковой пористости для образцов керн №4 и №5 характерны принципиально отличающиеся значения фазовой проницаемости по нефти, что обусловило необходимость более детального изучения особенностей строения пустотного пространства. Результаты сканирующей электронной микроскопии и КТ образцов керн №4 и №5 приведены на рисунках 3 и 4 (необходимо отметить, что изображения характеризуются десятикратным отличием масштаба).

По результатам СЭМ для образца №4 характерными элементами пустотного пространства являются поры и микрокаверны, многие из них сообщающиеся, редкими – микротрещины (обычно короткие, до 1 мм). Отмечается неравномерность распределения пор в образце, их размеры обычно менее 0,2 мм, форма округлая, удлинённая, ромбовидная, неправильная и т.д. Часто наблюдается формирование групп сообщающихся пор.

Для образца №5 основная часть пустотного пространства породы представлена порами и микрокавернами (размер не превышает 1 мм). Значительная часть микрокаверн заполнена в той или иной мере новообразованными кристаллами кальцита. Поры составляют значительную часть микропустотного пространства, имеют разную форму (округлые, удлинённые, звездчатые и т.д.), их размер не превышает 0,1 мм и чаще всего они относятся к несообщающимся.

№ образца	$K_{\text{пор ж}}$, %	$k_{\text{пр абс}}$, мД	$k_{\text{прн}}$, мД
1	11,0	80,8	14,7
2	16,3	94,1	45,7
3	18,0	380,4	108,4
4	5,8	73,2	27,8
5	5,4	2,9	0,2
6	13,0	350,0	100,0
7	9,0	180,0	70,0

Табл. 1. Фильтрационно-емкостная характеристика образцов керн

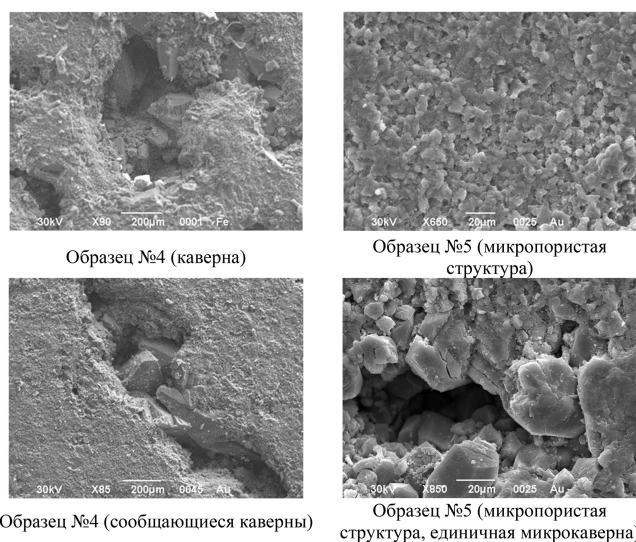


Рис. 3. Результаты исследований образцов керн методом СЭМ

При сопоставлении представленных на рисунках 3 и 4 данных можно сделать вывод, что при практически равной емкостной характеристике образцов, строение выделенных в их объеме пустот различно, что, вероятно, объясняет отличие в фильтрационных свойствах. Например, межкаверновая сообщаемость образца №4 обеспечивает более высокую его проницаемость по нефти. С помощью методов КТ и ЯМР оценен средневзвешенный диаметр пустот для каждого из образцов керн, результаты представлены в таблице 2.

Сопоставления результатов методов ЯМР и КТ представлены на рисунках 5 и 6, которые иллюстрируют распределение пустот по размерам для образцов керн №4 и №5. Из их анализа следует, что методы КТ и ЯМР демонстрируют существенные различия при оценке размеров пустот и частоты их распределения в объеме образцов. Данное явление преимущественно обусловлено наличием значительного количества микропор и наполненных капиллярно-связанной водой пор, размер которых ниже разрешения современных томографов при изучении стандартного керн. Полученные результаты подтверждают необходимость применения метода ЯМР при изучении пустотного пространства карбонатных коллекторов для учета существующих пор незначительного размера и, как следствие, повышения качества технологических решений, принимаемых на основе фильтрационно-емкостной характеристики горной породы (например, при прогнозировании показателей разработки).

Зависимость фазовой проницаемости всех исследуемых образцов по нефти от среднего диаметра пустот,

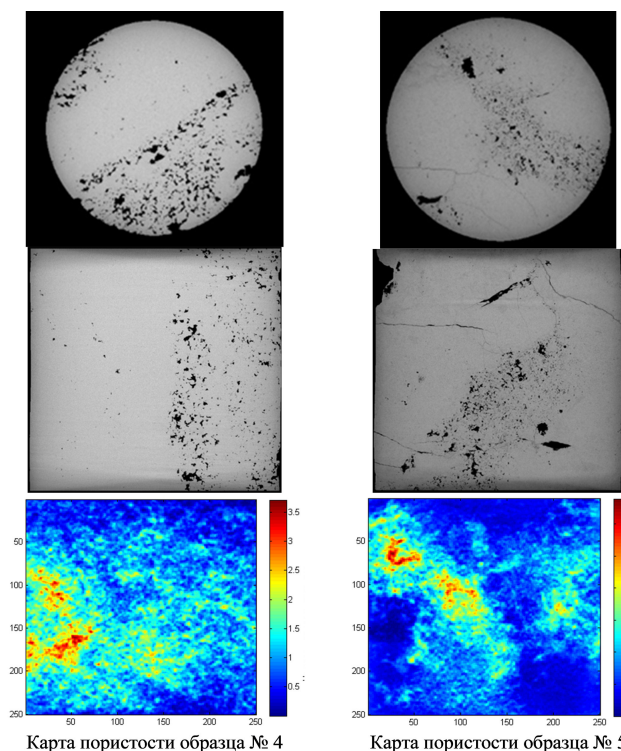


Рис. 4. Результаты исследований образцов керн методом КТ (срезы и 2D-модели, разрешение томографической съемки – 46 мкм). Цветом показана накопленная раскрытость пор (мм) в соответствии со шкалой справа на глубину образца: бурые и желтые тона – высокие значения, синие и фиолетовые – низкие.

№ образца	Диаметр пустот (КТ), мкм	Диаметр пустот (ЯМР), мкм	Составляющие общей пористости (ЯМР), %			
			Глинисто-связанная вода и микропористость	Капиллярно-связанная вода	Эффект. пористость	Каверновая пористость
1	253	142	0,07	15,06	43,09	41,78
2	246	166	1,31	9,63	28,94	60,12
3	159	175	0,00	9,05	32,24	58,71
4	261	157	0,67	13,41	17,40	68,52
5	341	107	1,88	32,30	26,11	39,71
6	300	175	0,72	8,01	33,16	58,11
7	340	168	0,16	9,00	27,18	63,66

Табл. 2. Результаты исследования образцов керн методами КТ и ЯМР

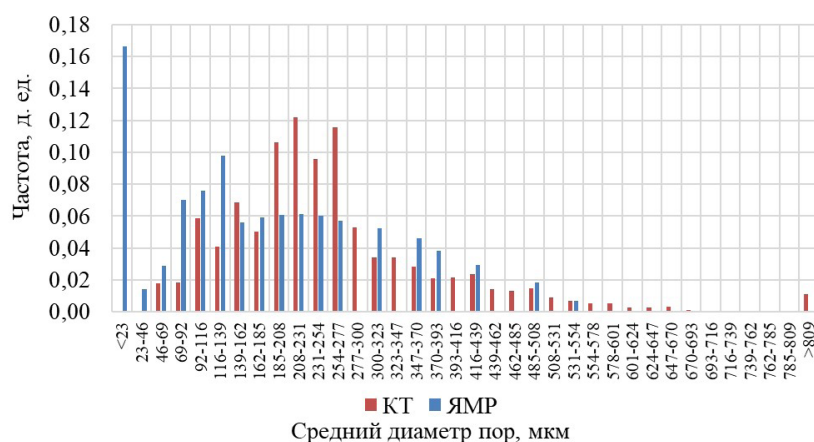


Рис. 5. Сравнение частот распределения пор по размерам (образец №4)

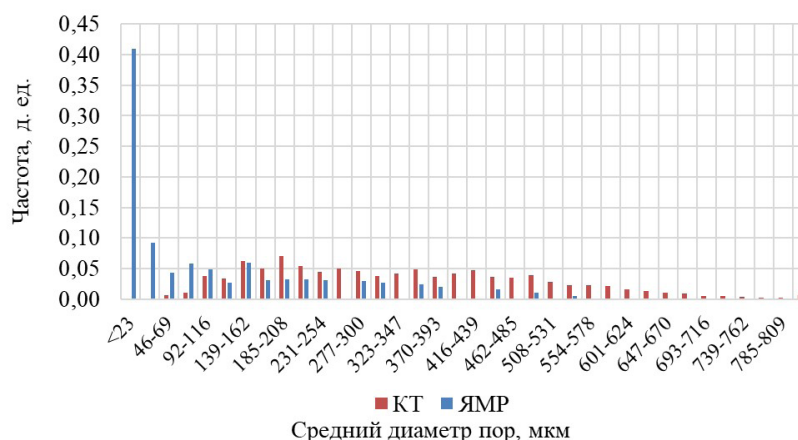


Рис. 6. Сравнение частот распределения пор по размерам (образец №5)

определенного методами КТ и ЯМР, представлена на рисунке 7: наблюдается факт тесной экспоненциальной зависимости фазовой проницаемости по нефти от среднего диаметра пор, определенного методом ЯМР ($R^2 = 0,98$), и отсутствие явной связи между параметрами на аналогичном графике, построенном для метода КТ.

Применение метода ЯМР позволило оценить вклад каждого из видов пустотности в общую (полную) пористость образцов керн и, как следствие, выполнить более детальное графическое сопоставление их фильтрационных и емкостных свойств. На рисунке 8 представлен график зависимости фазовой проницаемости по нефти от доли пористости, обусловленной наличием в пустотах капиллярно-связанной воды: между параметрами наблюдается тесная обратная связь по экспоненциальной зависимости ($R^2 = 0,86$).

Зависимость фазовой проницаемости по нефти от суммарной доли эффективной и каверновой составляющих пористости, приведена на рисунке 9.

Как следует из представленного графика, фазовая проницаемость по нефти тесно коррелируется с суммой двух составляющих коэффициента пористости – эффективной и каверновой ($R^2 = 0,92$). Однако необходимо отметить, что оценка проницаемости в гидродинамической модели осуществляется на основании коэффициента полной пористости, которая задана для каждой ячейки модели, а зависимость на рисунке 9 построена при использовании двух составляющих этого коэффициента. В этой связи для адаптации зависимости, представленной на рисунке 9, предлагается использовать уравнение, аппроксимирующее зависимость суммы каверновой и эффективной составляющих, пересчитанные через соответствующие доли, от полной пористости образцов (рис. 10).

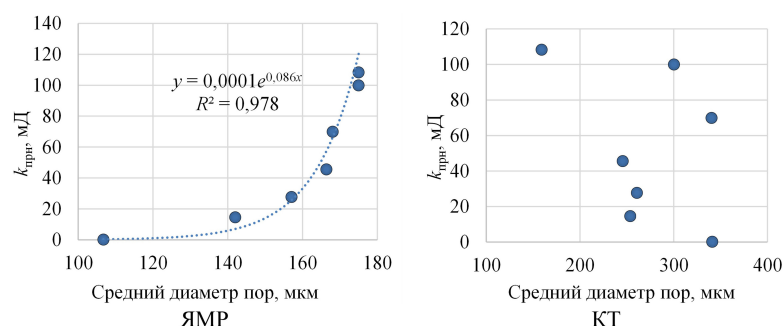


Рис. 7. Зависимость фазовой проницаемости по нефти от среднего диаметра пустот

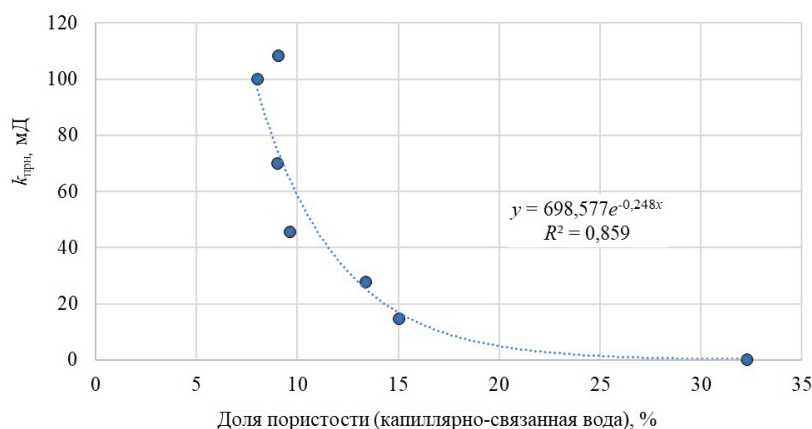


Рис. 8. Зависимость фазовой проницаемости по нефти от доли пор, занятых капиллярно-связанной водой

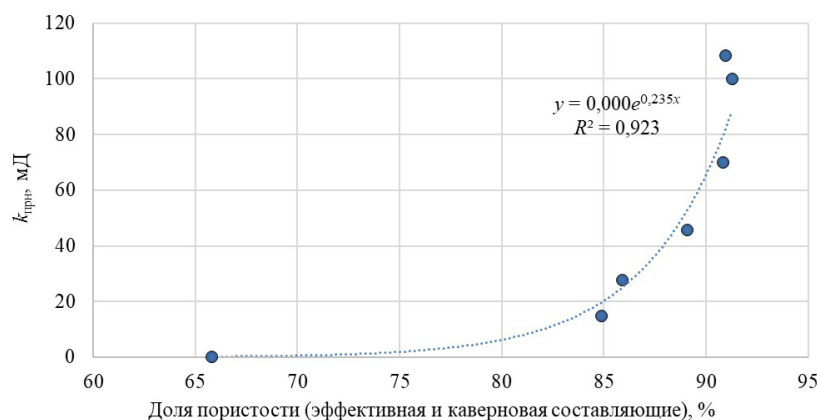


Рис. 9. Зависимость фазовой проницаемости по нефти от эффективной и каверновой составляющих пористости

Стоит отметить, что зависимости на рисунках 7–10 получены на основании результатов исследований только семи образцов керна и не могут с абсолютной степенью достоверности характеризовать все межскважинное пространство залежи рассматриваемого месторождения. Однако используемые образцы карбонатной горной породы равномерно охватывают фактический диапазон изменения пористости, определенной на скважинах по ГИС (рис. 1), что, в свою очередь, позволяет подтвердить обоснованность полученных результатов и предоставляет возможность их использования при решении научных и производственных задач. По мере появления новой геологической информации (например, при отборе нового керна при эксплуатационном бурении) рекомендуется уточнить разработанные зависимости.

Заключительный этап исследования заключался в уточнении гидродинамической модели залежи за счет

использования вместо стандартной петрофизической зависимости (СПЗ) уравнений, аппроксимирующих графики на рисунках 9 и 10.

При адаптации геолого-гидродинамических моделей важно обеспечить сходимость модельных показателей по добыче нефти с фактическими как в разрезе краткосрочных (дифференцированных) периодов (например, в пределах одного календарного года), так и интегрально за весь период разработки залежи (Shams et al., 2020; Zhao et al., 2024).

С учетом этого с применением существующей и скорректированной гидродинамической модели в соответствии с разработанными уравнениями воспроизведена история добычи нефти, которая отражена на рисунке 11. Анализ рисунка 11 позволяет сделать вывод, что гидродинамическая модель, учитывающая зависимости на рисунках 9 и 10, воспроизводит историю добычи с большей

достоверностью как за дифференцированные периоды (по годам), так и в интегральном отношении.

По годовым показателям добычи нефти относительные отклонения от факта при адаптации модели с привлечением стандартной петрофизической зависимости, представленной в уравнении (1), изменяются от $-1,7$ до $12,5\%$ при среднем значении $4,6\%$; по скорректированной модели в соответствии с аппроксимирующими зависимостями на рисунках 9 и 10 – от $-6,5$ до $-0,9\%$ при среднем значении $-3,7\%$. По накопленной добыче нефти отклонения по стандартной и скорректированной модели составляют $5,1$ и $-3,6\%$ соответственно, что также подтверждает целесообразность применения разработанных зависимостей ввиду меньшей погрешности полученных результатов от факта.

4. Обсуждение

Выполненный комплекс лабораторных исследований керна позволил расширить представления о геологическом строении и взаимосвязях фильтрационных и емкостных свойств карбонатной горной породы рассматриваемого месторождения.

Методы КТ и СЭМ подтвердили факт сложного строения пустотного пространства и позволили объяснить, почему при примерно одинаковой пористости коллектора характеризуются весьма различающейся проницаемостью, что проиллюстрировано в работе на примере образцов №4 и №5. В объеме образца №5 имеется значительное количество пустот, но их размер крайне мал. В пределах

образца №4 выделено меньшее количество пустот, однако их размер больше, что, в совокупности с наличием межкаверновой сообщаемости, обеспечивает результирующую проводимость. Данный вывод не является новым (Ji et al., 2024; Martyushev et al., 2024), однако он очередной раз доказывает некорректность подхода по дифференциации карбонатов на коллектор и неколлектор только на основании анализа коэффициента пористости.

Применение метода ЯМР позволило дифференцировать общую пористость образцов керна и количественно оценить четыре составляющие, которые учитывают наличие в их пределах пустоты, занятые глинисто-связанной водой и микропоры; поры, занятые капиллярно-связанной водой; каверны и так называемые «эффективные» поры (обеспечивающие фильтрацию). Очевидно, что пустоты первых двух типов не участвуют в фильтрации, что подтверждается установленной в ходе работы тесной обратной зависимостью между фазовой проницаемостью по нефти и долей пустот, занятых капиллярно-связанной водой (рис. 8).

В низкопроницаемых карбонатных образцах горной породы значительная часть объема пустот представлена микропорами и заполненными капиллярно-связанной водой порами, при этом их размер зачастую ниже разрешения современных томографов (при исследовании образцов стандартных размеров). Применительно к рассматриваемым в работе образцам метод КТ позволяет выделять пустоты с размером более 46 мкм (Galkin et al., 2015). Однако по данным ЯМР доля пустот меньшего

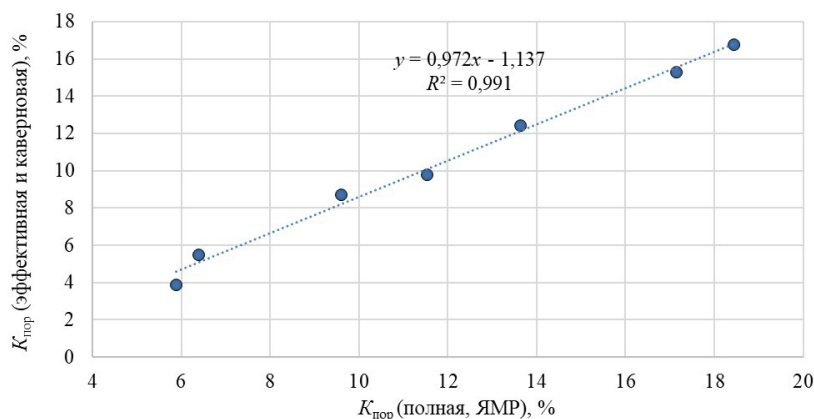


Рис. 10. Зависимость суммы эффективной и каверновой пористости от полной пористости образцов

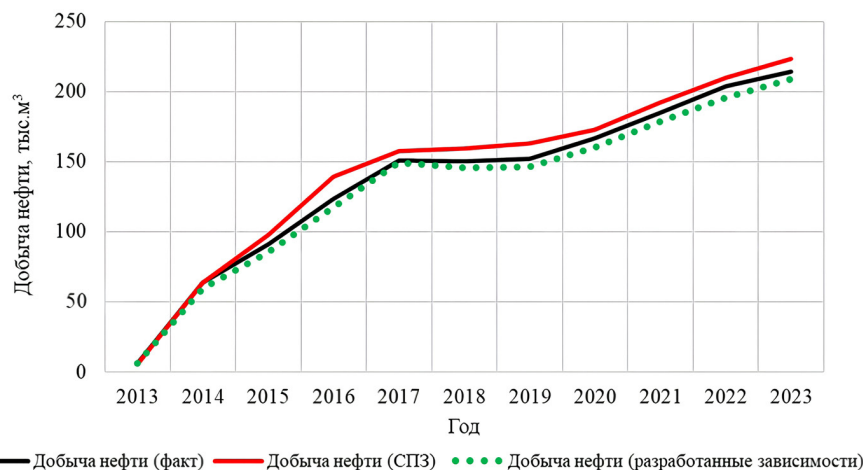


Рис. 11. Сравнение модельных и фактической динамики добычи нефти

размера достаточно высока, чтобы ей пренебречь. В то же время дальнейшее уменьшение размеров образцов керн для повышения разрешающей способности метода компьютерной томографии в рамках настоящей работы нецелесообразно ввиду снижения степени анизотропии распределения пустот различного размера в объеме образцов и, как следствие, вероятности формирования ошибочных выводов о взаимосвязях между фильтрационными и емкостными свойствами карбонатной горной породы.

Таким образом, при оценке пустотного пространства сложнопостроенных низкопроницаемых коллекторов в комплекс лабораторных исследований керн целесообразно включать не только метод КТ, но и метод ЯМР. Включение метода ЯМР также позволит получить обоснованные зависимости между фильтрационными и емкостными характеристиками коллектора, если в качестве последней принимать сумму каверновой и эффективной пористости (с учетом соответствующей корреляции их абсолютных значений относительно полной пористости). В частности, в ходе выполненного исследования получена экспоненциальная зависимость фазовой проницаемости по нефти от указанной суммы с весьма высоким коэффициентом детерминации, которая впоследствии использована в качестве альтернативы стандартной петрофизической зависимости при геолого-гидродинамическом моделировании процесса разработки залежи. Полученная уточненная гидродинамическая модель демонстрирует более высокую достоверность воспроизведения истории добычи, что в практике моделирования является одним из главных критериев оценки качества самой модели. В рамках дальнейших работ по повышению достоверности оценки фильтрационных и емкостных свойств горной породы в карбонатных коллекторах рекомендуется уточнение разработанных зависимостей, представленных на рисунках 7–10, по мере появления новой геологической информации, например по результатам эксплуатационного бурения.

5. Заключение

В ходе выполненных исследований получены следующие основные выводы:

1. Зависимость между фильтрационной и емкостной характеристиками карбонатных коллекторов является сложной и неоднозначной, что затрудняет последующее ее использование для решения научных и производственных задач, например, при гидродинамическом моделировании процессов разработки.

2. Подход к дифференциации карбонатов на коллектор/неколлектор на основе сравнения только значения общей пористости с неким граничным параметром не всегда обеспечивает достоверные результаты, что обусловлено сложным геологическим строением пластов и требует более детального обоснования, например, посредством проведения дополнительных специальных исследований.

3. Включение метода ЯМР в общий лабораторный комплекс позволило дифференцировать общую пустотность на четыре составляющие. Установленная тесная зависимость между фазовой проницаемостью по нефти и суммой каверновой и эффективной составляющих пористости позволяет рекомендовать ее как альтернативу стандартной петрофизической зависимости. Целесообразность

использования данного подхода подтверждена выполненным вычислительным экспериментом на гидродинамической модели рассматриваемого в работе объекта разработки. Полученные результаты характеризуются меньшими относительными погрешностями при воспроизведении как годовой, так и накопленной добычи нефти.

4. Результаты исследования и примененные подходы могут быть использованы при решении задач проектирования и моделирования разработки карбонатных коллекторов для повышения качества адаптации исторических данных в геолого-гидродинамических моделях, а также увеличения точности выполняемых расчетов за счет более детального учета особенностей строения пустотного пространства горной породы.

Финансирование

Исследования выполнены при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FSNM-2024-0005).

Благодарность

Исследования образцов керн проводились в Центре коллективного пользования уникальным научным оборудованием Пермского государственного национального исследовательского университета и Центре исследований керн и пластовых флюидов ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг».

Литература

- Белов А.Ю., Белова А.А., Страхов П.Н. (2021). Геологические проблемы освоения залежей углеводородов с трудноизвлекаемыми запасами. *Нефтяное хозяйство*, (3), с. 50–53. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-3-50-53>
- Гасанов А.Б., Гурбанов В.Ш., Аббасова Г.Г. (2022). Вариации коллекторских свойств продуктивных горизонтов морских месторождений Азербайджана. *Горный журнал*, (12), с. 10–15. <https://doi.org/10.17580/gzh.2022.12.02>
- Гурбанов В.Ш., Султанов Л.А., Гулуева Н.И. (2020). Анализ петрофизических исследований глубокозалегающих нефтегазовых коллекторов сухопутных и морских месторождений Азербайджана. *Недропользование*, 20(3), с. 204–213. <https://doi.org/10.15593/2712-8008/2020.3.1>
- Дзюбко А.Д., Бороздин С.О. (2021). Новые данные комплексного исследования геомеханических и петрофизических свойств пород-коллекторов Долгинского месторождения Печорского моря. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 332(10), с. 105–115. <https://doi.org/10.18799/24131830/2021/10/3398>
- Мухаметшин В.Ш., Кулешова Л.С., Сафиуллина А.Р. (2021). Группирование и выделение залежей нефти в карбонатных коллекторах по продуктивности на стадии проведения геолого-разведочных работ. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 332(12), с. 43–51. <https://doi.org/10.18799/24131830/2021/12/2982>
- Пономарев А.И., Меркулов А.В., Сопнев Т.В., Мурзалимов З.У., Куш И.И., Кожухарь Р.Л. (2021). Оценка точности определения коэффициента пористости при выполнении трехмерных геологических построений. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 332(4), с. 97–106. <https://doi.org/10.18799/24131830/2021/4/3152>
- Разницын А.В. (2022). Интерпретация данных исследований методом ядерного магнитного резонанса в комплексе лабораторных работ по изучению керн (на примере терригенных отложений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции). *Недропользование*, 22(3), с. 109–115. <https://doi.org/10.15593/2712-8008/2022.3.2>
- Разницын А.В., Попов Н.А. (2020). Комплексное определение петрофизических свойств продуктивных отложений методом ЯМР. *Вестник Пермского университета. Геология*, 19(2), с. 132–139. <https://doi.org/10.17072/psu.geol.19.2.132>
- Репина В.А., Галкин В.И., Галкин С.В. (2018). Применение комплексного учета петрофизических характеристик при адаптации геолого-гидродинамических моделей (на примере визейской залежи

Гондыревского месторождения нефти). *Записки Горного института*, (231), с. 268–274. <https://doi.org/10.25515/PMI.2018.3.268>

Сидоров С.В., Ризванова З.М. (2023). Обоснование граничных значений открытой пористости и газопроницаемости с использованием данных потоковых исследований для карбонатных коллекторов порового типа. *Георесурсы*, 25(4), с. 115–120. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.8>

Степанов А.Н., Габдрахманова А.Р., Галиахметов И.Ф., Самохвалов Н.И., Анисимович О.С., Куреленков С.Х. (2023). Повышение прогнозной способности фильтрационной модели карбонатного коллектора с использованием методов учета кавернозной пористости. *Нефтяное хозяйство*, (2), с. 20–23. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-2-20-23>

Alabere A.O., Jouini M.S., Alsuwaidi M., et al. (2025). Pore to core plug scale characterization of porosity and permeability heterogeneities in a Cretaceous carbonate reservoir using laboratory measurements and digital rock physics, Abu Dhabi, United Arab Emirates. *Marine and Petroleum Geology*, 172, 107214. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2024.107214>

Alhindi H.S., Salisu A.M., Hussaini S.R., et al. (2025). Novel insights to unconventional carbonate mudstone reservoir with quantitative nanoporosity characterization and modeling of Tuwaiq Mountain Formation. *Geoenergy Science and Engineering*, 244, 213394. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2024.213394>

Ali N., Fu X., Chen J., Hussain J., Hussain W., Rahman N., Iqbal S.M., Altalbe A. (2024). Advancing Reservoir Evaluation: Machine Learning Approaches for Predicting Porosity Curves. *Energies*, 17, 3768. <https://doi.org/10.3390/en17153768>

Catinat M., Brigaud B., Fleury M., Thomas H., Antics M., Ungemach P. (2023). Characterizing facies and porosity-permeability heterogeneity in a geothermal carbonate reservoir with the use of NMR-wireline logging data. *Geothermics*, (115), 102821. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2023.102821>

Chernyshov S., Popov S., Wang X., Derendyaev V., Yang Y., Liu H. (2024). Analysis of Changes in the Stress–Strain State and Permeability of a Terrigenous Reservoir Based on a Numerical Model of the Near-Well Zone with Casing and Perforation Channels. *Applied Sciences*, 14, 9993. <https://doi.org/10.3390/app14219993>

Chernyshov S.E., Ashikhmin S.G., Kashnikov Y.A., Ren S., Derendyaev V.V. (2024). Well perforation optimization using an abrasive jet technique to create oriented slotted channels in terrigenous reservoirs. *Heliyon*, 10(5), e27311. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e27311>

Chernyshov S.E., Popov S.N., Varushkin S.V., Melekhin A.A., Krivoshechekov S.N., Ren S. (2022). Scientific justification of the perforation methods for Famennian deposits in the southeast of the Perm Region based on geomechanical modelling. *Journal of Mining Institute*, 257, p. 732–743. <https://doi.org/10.31897/PMI.2022.51>

Florez J.J.A., Ulsen C., Ferrari J.V. (2024). Investigation of petrophysical properties of synthetic carbonate plugs: Adding a novel 3D printing approach to control pore networks. *Petroleum Research*, 9(4), pp. 514–540. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2024.06.006>

Galkin S.V., Efimov A.A., Krivoshechekov S.N., Savitskiy Y.V., Cherepanov S.S. (2015). X-ray tomography in petrophysical studies of core samples from oil and gas fields. *Russian Geology and Geophysics*, 56(5), pp. 782–792. <https://doi.org/10.15372/GiG20150509>

Geng W., Wang J., Zhang X., Huang G., Li L., Guo Sh. (2023). Experimental study of pore structure and rock mechanical properties of tight sandstone after acid treatment. *Acta Geotech*, 18, pp. 6559–6571. <https://doi.org/10.1007/s11440-023-02094-x>

Ji C., Dong S., Dong S., Zeng L., Liu Y., Hao H., Yang Z. (2024). Fracture identification of carbonate reservoirs by deep forest model: An example from the D oilfield in Zagros Basin. *Energy Geoscience*, 5(3), 100300. <https://doi.org/10.1016/j.engeos.2024.100300>

Katterbauer K., Arango S. Sun Sh., Hoteit I. (2015). Multi-data reservoir history matching for enhanced reservoir forecasting and uncertainty quantification. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 128, pp. 160–176. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.02.016>

Martyushev D.A. (2020). Improving the geological and hydrodynamic model a carbonate oil object by taking into account the permeability anisotropy parameter. *Journal of Mining Institute*, 243, pp. 313–318. <https://doi.org/10.31897/PMI.2020.3.313>

Martyushev D.A., Davoodi S., Kadkhodaie A., Riazi M., Kazemzadeh Y., Ma T. (2024). Multiscale and diverse spatial heterogeneity analysis of void structures in reef carbonate reservoirs. *Geoenergy Science and Engineering*, (233), 212569. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.212569>

Martyushev D.A., Ponomareva I.N., Chukhlov A.S., Davoodi S., Osovetsky B.M., Kazymov K.P., Yang Y. (2023). Study of void space structure and its influence on carbonate reservoir properties: X-ray microtomography,

electron microscopy, and well testing. *Marine and Petroleum Geology*, (151), 106192. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2023.106192>

Martyushev D.A., Ponomareva I.N., Davoodi S., Kazemzadeh Y., Kadkhodaie A., Tao Z. (2025). Deformation of the void space of pores and fractures of carbonates: comprehensive analysis of core and field data. *Energy Geoscience*, 6(1), 100364. <https://doi.org/10.1016/j.engeos.2024.100364>

Mason H.E., Smith M.M., Carroll, S.A. (2019). Calibration of NMR porosity to estimate permeability in carbonate reservoirs. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, (87), pp. 19–26. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2019.05.008>

Mondal, I., Singh, K.H. (2024). Petrophysical insights into pore structure in complex carbonate reservoirs using NMR data. *Petroleum Research*, 2024, 9(3), pp. 439–450. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2024.03.004>

Shams M., El-Banbi A., Sayyoud H. (2020). Harmony search optimization applied to reservoir engineering assisted history matching. *Petroleum Exploration and Development*, 47 (1), pp. 154–160. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(20\)60014-3](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(20)60014-3)

Sun Z., Wang J. (2024). Analysis of reservoir damage and microscopic seepage simulation in low permeability oil and gas reservoirs based on pore topology structure. *Journal of Engineering Research*, 13(3), pp. 2730–2738. <https://doi.org/10.1016/j.jer.2024.05.032>

Wang H., Zhou Q., Sheng J., Luo Y., Liu J., Liu X. (2023). Effect of long-term infiltration on porosity-permeability evolution in carbonate rocks: An online NMR coupling penetration test. *Journal of Hydrology*, 617, 129029. <https://doi.org/10.1016/j.jhydrol.2022.129029>

Xie L., You Q., Wang E., Li T., Song Ya. (2022). Quantitative characterization of pore size and structural features in ultra-low permeability reservoirs based on X-ray computed tomography. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 208, 109733. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109733>

Zhang R., Lu G., Peng X., Li L., Hu Y., Zhao Y., Zhang L. (2024). Study on the mechanism of gas-water two-phase flow in carbonate reservoirs at pore scale. *Petroleum*, 10(4), pp. 631–645. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2023.09.008>

Zhao Yu., Luo R., Li L., Zhang R., Zhang D., Zhang T., Xie Z., Luo Sh., Zhang L. (2024). A review on optimization algorithms and surrogate models for reservoir automatic history matching. *Geoenergy Science and Engineering*, 233, 212554. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.212554>

Сведения об авторах

Инна Николаевна Пономарева – доктор тех. наук, доцент, профессор кафедры Нефтегазовые технологии, Пермский национальный исследовательский политехнический университет

Россия, 614990, Пермь, пр-т Комсомольский, д. 29
e-mail: pin79@yandex.ru

Владимир Андреевич Новиков – кандидат тех. наук, старший научный сотрудник кафедры Нефтегазовые технологии, Пермский национальный исследовательский политехнический университет

Россия, 614990, Пермь, пр-т Комсомольский, д. 29
e-mail: novikov.vladimir.andr@gmail.com

Дмитрий Александрович Мартюшев – доктор тех. наук, доцент, профессор кафедры Нефтегазовые технологии, Пермский национальный исследовательский политехнический университет

Россия, 614990, Пермь, пр-т Комсомольский, д. 29
e-mail: martyushev.d@inbox.ru

Александр Вячеславович Разницын – кандидат тех. наук, ведущий инженер Отдела петрофизических исследований Центра исследования ядра и пластовых флюидов, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

Россия, 614990, Пермь, ул. Академика Королева, д. 21
e-mail: Aleksandr.Raznitsyn@pnn.lukoil.com

Статья поступила в редакцию 15.07.2024;

Принята к публикации 11.02.2025; Опубликовано 20.09.2025

Study of correlations between filtration and capacitance characteristics of carbonate reservoirs with complex void structure

I.N. Ponomareva¹, V.A. Novikov¹, D.A. Martyushev^{1*}, A.V. Raznitsyn²

¹Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation

²LUKOIL-Engineering LLC, Perm, Russian Federation

*Corresponding author: Dmitriy A. Martyushev, e-mail: martyushevdi@inbox.ru

Abstract. The present paper is devoted to the study of geological peculiarities of carbonate productive formations of oil fields and identification of correlations between filtration and capacitive properties of reservoirs with complex structure of void space. The dependence of reservoir permeability on its porosity, called petrophysical, is used in solving a wide range of problems, including geological and hydrodynamic modeling. Carbonate reservoirs have a complex void structure, which causes ambiguous petrophysical dependence and, consequently, insufficient reliability of calculations based on their application. Thus, with respect to the reservoir considered in this article, the standard petrophysical dependence is constructed differentially for pore and fracture type of reservoir voidness and is characterized by the values of the determination coefficient $R^2=0,81$ and $R^2=0,16$, respectively. An extended set of laboratory studies of carbonate core samples from one of the fields of the Perm region, including nuclear magnetic resonance, scanning electron microscopy, and X-ray computed tomography, allowed us to develop new dependencies that are valid for all types of voids and more closely link the filtration and capacitive characteristics of the reservoir (the coefficient of determination R^2 exceeds 0,92). The feasibility of using the developed equations was confirmed by conducting a computational experiment using a geological and hydrodynamic model of the considered reservoir. Replacement of the standard petrophysical dependence with the dependences obtained in the article allowed to improve the prognostic ability of the model for both differential and integral development indicators (annual and cumulative oil production, respectively). The results of the study and the applied approaches can be used in solving the problems of designing and modeling the development of carbonate reservoirs to improve the quality of adaptation of historical data in geologic-hydrodynamic models, as well as increasing the degree of reliability of the performed calculations due to a more detailed consideration of the features of the structure of the void space of the rock relative to traditional methods.

Keywords: permeability, porosity, petrophysical dependence, scanning electron microscopy, nuclear magnetic resonance, geological and hydrodynamic model

Recommended citation: Ponomareva I.N., Novikov V.A., Martyushev D.A., Raznitsyn A.V. (2025). Study of correlations between filtration and capacitance characteristics of carbonate reservoirs with complex void structure. *Georesursy = Georesources*, 27(3), pp. 221–232. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.3.16>

References

- Alabere A.O., Jouini M.S., Alsuwaidi M., et al. (2025). Pore to core plug scale characterization of porosity and permeability heterogeneities in a Cretaceous carbonate reservoir using laboratory measurements and digital rock physics, Abu Dhabi, United Arab Emirates. *Marine and Petroleum Geology*, 172, 107214. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2024.107214>
- Alhindi H.S., Salisu A.M., Hussaini S.R., et al. (2025). Novel insights to unconventional carbonate mudstone reservoir with quantitative nanoporosity characterization and modeling of Tuwaiq Mountain Formation. *Geoenergy Science and Engineering*, 244, 213394. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2024.213394>
- Ali N., Fu X., Chen J., Hussain J., Hussain W., Rahman N., Iqbal S.M., Altalbe A. (2024). Advancing Reservoir Evaluation: Machine Learning Approaches for Predicting Porosity Curves. *Energies*, 17, 3768. <https://doi.org/10.3390/en17153768>
- Belov A.Yu., Belova A.A., Strakhov P.N. (2021). Geological aspects of the development of hydrocarbon deposits with hard-to-recover reserves. *Neftyanoe Khozaystvo = Oil industry*, 3, pp. 50–53. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-3-50-53>
- Catinat M., Brigaud B., Fleury M., Thomas H., Antics M., Ungemach P. (2023). Characterizing facies and porosity-permeability heterogeneity in a geothermal carbonate reservoir with the use of NMR-wireline logging data. *Geothermics*, (115), 102821. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2023.102821>
- Chernyshov S., Popov S., Wang X., Derendyaev V., Yang Y., Liu H. (2024). Analysis of Changes in the Stress–Strain State and Permeability of a Terrigenous Reservoir Based on a Numerical Model of the Near-Well Zone with Casing and Perforation Channels. *Applied Sciences*, 14, 9993. <https://doi.org/10.3390/app14219993>
- Chernyshov S.E., Ashikhmin S.G., Kashnikov Y.A., Ren S., Derendyaev V.V. (2024). Well perforation optimization using an abrasive jet technique to create oriented slotted channels in terrigenous reservoirs. *Heliyon*, 10(5), e27311. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e27311>
- Chernyshov S.E., Popov S.N., Varushkin S.V., Melekhin A.A., Krivoshchekov S.N., Ren S. (2022). Scientific justification of the perforation methods for Famennian deposits in the southeast of the Perm Region based on geomechanical modelling. *Journal of Mining Institute*, 257, p. 732–743. <https://doi.org/10.31897/PMI.2022.51>
- Dzublo A.D., Borozdin S.O. (2021). New data of a comprehensive geomechanical and petrophysical study of the Dolginskoe field reservoir properties. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 332 (10), pp. 105–115. (In Russ.). <https://doi.org/10.18799/24131830/2021/10/3398>
- Florez J.J.A., Ulsen C., Ferrari J.V. (2024). Investigation of petrophysical properties of synthetic carbonate plugs: Adding a novel 3D printing approach to control pore networks. *Petroleum Research*, 9(4), pp. 514–540. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2024.06.006>
- Galkin S.V., Efimov A.A., Krivoshchekov S.N., Savitskiy Y.V., Cherepanov S.S. (2015). X-ray tomography in petrophysical studies of core samples from oil and gas fields. *Russian Geology and Geophysics*, 56(5), pp. 782–792. <https://doi.org/10.15372/GiG20150509>
- Gasanov A.B., Gurbanov V.Sh., Abbasova G.G. (2022). Variation in reservoir properties of productive strata in offshore fields of Azerbaijan. *Gornyi Zhurnal*, 12, pp. 10–15. (In Russ.). <https://doi.org/10.17580/gzh.2022.12.02>
- Geng W., Wang J., Zhang X., Huang G., Li L., Guo Sh. (2023). Experimental study of pore structure and rock mechanical properties of tight sandstone after acid treatment. *Acta Geotech*, 18, pp. 6559–6571. <https://doi.org/10.1007/s11440-023-02094-x>

- Gurbanov V.Sh., Sultanov L.A., Gulueva N.I. (2020). Analysis of petrophysical studies of deep-lying oil and gas reservoirs onshore and offshore fields in Azerbaijan. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 20 (3), pp. 204–213. (In Russ.). <https://doi.org/10.15593/2712-8008/2020.3.1>
- Ji C., Dong S., Dong S., Zeng L., Liu Y., Hao H., Yang Z. (2024). Fracture identification of carbonate reservoirs by deep forest model: An example from the D oilfield in Zagros Basin. *Energy Geoscience*, 5(3), 100300. <https://doi.org/10.1016/j.engeos.2024.100300>
- Katterbauer K., Arango S. Sun Sh., Hoteit I. (2015). Multi-data reservoir history matching for enhanced reservoir forecasting and uncertainty quantification. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 128, pp. 160–176. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.02.016>
- Martyushev D.A. (2020). Improving the geological and hydrodynamic model a carbonate oil object by taking into account the permeability anisotropy parameter. *Journal of Mining Institute*, 243, pp. 313–318. <https://doi.org/10.31897/PMI.2020.3.313>
- Martyushev D.A., Davoodi S., Kadkhodaie A., Riaz M., Kazemzadeh Y., Ma T. (2024). Multiscale and diverse spatial heterogeneity analysis of void structures in reef carbonate reservoirs. *Geoenergy Science and Engineering*, (233), 212569. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.212569>
- Martyushev D.A., Ponomareva I.N., Chukhlov A.S., Davoodi S., Osovetsky B.M., Kazymov K.P., Yang Y. (2023). Study of void space structure and its influence on carbonate reservoir properties: X-ray microtomography, electron microscopy, and well testing. *Marine and Petroleum Geology*, (151), 106192. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2023.106192>
- Martyushev D.A., Ponomareva I.N., Davoodi S., Kazemzadeh Y., Kadkhodaie A., Tao Z. (2025). Deformation of the void space of pores and fractures of carbonates: comprehensive analysis of core and field data. *Energy Geoscience*, 6(1), 100364. <https://doi.org/10.1016/j.engeos.2024.100364>
- Mason H.E., Smith M.M., Carroll, S.A. (2019). Calibration of NMR porosity to estimate permeability in carbonate reservoirs. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, (87), pp. 19–26. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2019.05.008>
- Mondal, I., Singh, K.H. (2024). Petrophysical insights into pore structure in complex carbonate reservoirs using NMR data. *Petroleum Research*, 2024, 9(3), pp. 439–450. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2024.03.004>
- Mukhametshin V.Sh., Kulesova L.S., Safiullina A.R. (2021). Grouping and determining oil reservoirs in carbonate reservoirs by their productivity at the stage of geological exploration. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 332 (12), pp. 43–51. (In Russ.). <https://doi.org/10.18799/24131830/2021/12/2982>
- Ponomarev A.I., Merkulov A.V., Sopnev T.V., Murzalimov Z.U., Kushch I.I., Kozhukhar R.L. (2021). Accuracy of porosity, when performing three-dimensional geological images. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 332 (4), pp. 97–106. (In Russ.). <https://doi.org/10.18799/24131830/2021/4/3152>
- Raznitsyn A.V., Popov N.A. (2020). Comprehensive determination of petrophysical properties of the productive deposits using the NMR method. *Bulletin of Perm University. Geology*, 19 (2), pp. 132–139. (In Russ.). <https://doi.org/10.17072/psu.geol.19.2.132>
- Raznitsyn A.V. (2022). Interpretation of NMR data in the complex of laboratory work on the study of core (on the example of terrigenous deposits of the Timano-Pechora oil and gas province). *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 22 (3), pp. 109–115. (In Russ.). <https://doi.org/10.15593/2712-8008/2022.3.2>
- Repina V.A., Galkin V.I., Galkin S.V. (2018). Complex petrophysical correction in the adaptation of geological hydrodynamic models (on the example of Visean pool of Gondyrev oil field). *Journal of Mining Institute*, 231, pp. 268–274. (In Russ.). <https://doi.org/10.25515/PMI.2018.3.268>
- Shams M., El-Banbi A., Sayyoub H. (2020). Harmony search optimization applied to reservoir engineering assisted history matching. *Petroleum Exploration and Development*, 47 (1), pp. 154–160. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(20\)60014-3](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(20)60014-3)
- Sidorov S.V., Rizvanova Z.M. (2023). Justification of the boundary values of open porosity and gas permeability using data from flow studies for porous carbonate reservoirs. *Georesursy = Georesources*, 25 (4), pp. 115–120. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.8>
- Stepanov A.N., Gabdrahmanova A.R., Galiahmetov I.F., Samohvalov N.I., Anisimovich O.S., Kurelenkov C.Kh. (2023). Vug porosity consider methods to increase forecast ability of carbonate reservoir simulation model. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil industry*, 2, pp. 20–23. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-2-20-23>
- Sun Z., Wang J. (2024). Analysis of reservoir damage and microscopic seepage simulation in low permeability oil and gas reservoirs based on pore topology structure. *Journal of Engineering Research*, 13(3), pp. 2730–2738. <https://doi.org/10.1016/j.jer.2024.05.032>
- Wang H., Zhou Q., Sheng J., Luo Y., Liu J., Liu X. (2023). Effect of long-term infiltration on porosity-permeability evolution in carbonate rocks: An online NMR coupling penetration test. *Journal of Hydrology*, 617, 129029. <https://doi.org/10.1016/j.jhydrol.2022.129029>
- Xie L., You Q., Wang E., Li T., Song Ya. (2022). Quantitative characterization of pore size and structural features in ultra-low permeability reservoirs based on X-ray computed tomography. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 208, 109733. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109733>
- Zhang R., Lu G., Peng X., Li L., Hu Y., Zhao Y., Zhang L. (2024). Study on the mechanism of gas-water two-phase flow in carbonate reservoirs at pore scale. *Petroleum*, 10(4), pp. 631–645. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2023.09.008>
- Zhao Yu., Luo R., Li L., Zhang R., Zhang D., Zhang T., Xie Z., Luo Sh., Zhang L. (2024). A review on optimization algorithms and surrogate models for reservoir automatic history matching. *Geoenergy Science and Engineering*, 233, 212554. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.212554>

About the Authors

Inna N. Ponomareva – Dr. Sci. (Engineering), Professor, Department of Oil and Gas Technologies, Perm National Research Polytechnic University
29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation
e-mail: pin79@yandex.ru

Vladimir A. Novikov – Cand. Sci. (Engineering), Senior Researcher, Department of Oil and Gas Technologies, Perm National Research Polytechnic University
29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation
e-mail: novikov.vladimir.andr@gmail.com

Dmitriy A. Martyushev – Dr. Sci. (Engineering), Professor, Department of Oil and Gas Technologies, Perm National Research Polytechnic University
29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation
e-mail: martyushevd@inbox.ru

Alexandr V. Raznitsyn – Cand. Sci. (Engineering), Lead Engineer of the Petrophysical Research Department of the Core and Formation Fluids Research Center, LUKOIL-Engineering LLC
21 Akademika Koroleva str., Perm, 614990, Russian Federation
e-mail: Aleksandr.Raznitsyn@pnn.lukoil.com

Manuscript received 15 July 2024;
Accepted 11 February 2025; Published 20 September 2025

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)