

Изучение особенностей строения и разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах с использованием промысловых данных и рентгеновской микротомографии

Д.А. Мартюшев^{1*}, И.Н. Пономарева¹, Б.М. Осовецкий², К.П. Казымов², Е.М. Томилина²,
А.С. Лебедева², А.С. Чухлов³

¹Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия

²Пермский государственный национальный исследовательский университет, Пермь, Россия

³ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», Пермь, Россия

В настоящее время большое количество научных работ, посвященных изучению особенностей геологического строения и разработке залежей нефти в сложнопостроенных карбонатных коллекторах, основаны на применении какого-либо одного метода исследования. В данной статье показаны преимущества комплексного использования современных методов исследования керна, в том числе рентгеновской микротомографии и электронной микроскопии, а также данных гидродинамических и промысловых исследований скважин. Преимуществом использованного подхода является возможность изучения залежи на трех уровнях: керн-скважина-объект разработки, обоснованно переносить данные микроисследований на закономерности реализации технологических процессов добычи нефти. Объектами исследований настоящей статьи являются фаменские залежи нефти двух соседних месторождений, являющихся, на первый взгляд, аналогами по сходству укрупненных геолого-физических характеристик. Всесторонние исследования образцов керна этих месторождений позволили установить различия как в минеральном составе пород, так и в строении их пустотного пространства, особенно в размерах и распределении поровых каналов. Так, при примерно равной пористости для одного из месторождений установлено наличие двух типов пустот и двукратное превалирование размера наиболее крупных из них. По данным комплекса лабораторных методов исследования керна коллектор отнесен к поровому типу (трещины не обнаружены). Выполненная интерпретация гидродинамических исследований подтвердила этот факт, позволила установить наличие зависимости проницаемости коллектора от пластового давления (деформация пустотного пространства коллектора), а также построить по каждой скважине соответствующую индивидуальную зависимость. Сравнение уравнений, аппроксимирующих данных зависимости, продемонстрировало более выраженную деформацию коллектора, для которого характерно наличие крупных пор и каверн. То есть комплекс лабораторных и гидродинамических исследований позволил установить вероятность деформации пустотного пространства карбонатного коллектора даже при отсутствии в нем трещин. В свою очередь, деформация коллектора выделена в качестве наиболее вероятной причины, объясняющей разные темпы снижения дебитов скважин рассматриваемых месторождений.

Ключевые слова: рентгеновская микротомография керна, электронная микроскопия керна, гидродинамические исследования скважин, дебит скважин, пустотное пространство коллекторов, деформация коллекторов, карбонатный коллектор

Для цитирования: Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н., Осовецкий Б.М., Казымов К.П., Томилина Е.М., Лебедева А.С., Чухлов А.С. (2022). Изучение особенностей строения и разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах с использованием промысловых данных и рентгеновской микротомографии. *Георесурсы*, 24(3), с. 114–124. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.10>

1. Введение

На территории Пермского края все большее количество разрабатываемых активов являются мелкими по размерам и запасам месторождениями. В таких условиях практическая реализация большого количества различных методов исследований является экономически нерентабельной, что, в свою очередь, снижает изученность строения мелких месторождений. На практике нередкой является ситуация, когда те или иные параметры принимаются по аналогии с другим месторождением. Основаниями для

проведения такой аналогии, как правило, является их непосредственная территориальная близость, приуроченность к одному и тому же тектоническому элементу, а также сходство геолого-физических характеристик. Наиболее часто по аналогии принимаются те или иные петрофизические свойства, параметры и зависимости. При этом достоверность принятия решений, основанных на использовании геологической информации с соседних месторождений, контролируется крайне редко.

Настоящая статья посвящена исследованию особенностей строения пустотного пространства коллекторов одного возраста двух месторождений, расположенных в непосредственной близости, на основе комплексного анализа результатов современных методов исследований керна и промысловых данных, и сопоставления с фактической динамикой дебитов скважин.

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

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

В качестве объектов исследований выбраны верхнедевонские (фаменские) карбонатные залежи нефти со сложным геологическим строением – Софьинского и Винниковского месторождений. Сходство основных параметров – геолого-физических свойств, а также территориальная близость, позволяют рассматривать их как аналоги. Однако сложность геологического строения, характерная для большинства карбонатных резервуаров (Чучалина и др., 2021; Jihad Hamdye et al., 2022), обуславливает необходимость более детальных исследований их специфических петрофизических свойств с оценкой возможности проведения аналогий между этими двумя месторождениями.

Значительное количество разрабатываемых в мире карбонатных залежей обуславливает широкое развитие методов их изучения научными коллективами различных стран и регионов. Исследователи отмечают, что карбонатные отложения отличаются от терригенных по своей осадочной архитектуре, частым присутствием организмов, характеру диагенеза, циркуляцией флюидов, а также взаимодействием флюид/порода (Mingfeng Wang et al., 2020; Дзюбло и др., 2021; Мартюшев, 2020; Mohamed I. Abdel-Fattah et al., 2022; Patzek et al., 2022). Как следствие, трудности изучения их петрофизических свойств обусловлены не только условиями осадконакопления, но и сложными диагенетическими или тектоническими процессами преобразования коллектора (Мартюшев и Зайцев, 2019).

Также отмечается, что одним из ключевых аспектов изучения карбонатных коллекторов следует считать оценку их минерального и химического состава, в частности присутствие магнезия в той или иной форме, так как именно эти факторы в различных условиях разнонаправленно влияют на фильтрационно-емкостные свойства (Weiqiang Li et al., 2020; Syed Muhammad Ibad, E. Padmanabhan, 2022; Martyushev et al., 2022). Даже в условиях относительно простого минерального состава процессы гетерогенного диагенеза, имевшие место после осадконакопления, могут в значительной мере влиять на текстуру коллектора, и, как следствие, на его петрофизические и механические свойства, приводить к анизотропии проницаемости, разделять поток флюидов и т.д. (Исакова и др., 2021; Jinxiong Shi et al., 2022).

При изучении карбонатных коллекторов следует оценивать эффекты, обусловленные процессами выщелачивания породы, которые могут приводить к нарушению ее сплошности, усложнению геологического строения и, как следствие, влиять на реализацию технологических процессов добычи нефти (Miller Zambrano et al., 2021). В работе (Enrique Gomez-Rivas et al., 2022) указывается на значительное влияние сложного строения карбонатных коллекторов на добычу нефти при разработке залежей и на тесную зависимость неоднородности коллекторов и динамики дебитов скважин.

Таким образом, сложное строение карбонатных коллекторов и влияние на их свойства многочисленных геологических процессов обуславливают необходимость применения и комплексирования разномасштабных детальных методов их исследований.

В настоящей статье изучение горных пород коллекторов на рассматриваемых месторождениях выполнено

с применением лабораторных исследований образцов керна, отобранных из продуктивной части разреза, обеспечивающей добычу нефти. Для оценки особенностей структуры и состава пород на макроуровне использованы материалы гидродинамических исследований скважин при неустановившихся режимах. Выполненные на микро- и макроуровне исследования позволяют не только комплексно и разномасштабно оценить особенности геологического строения рассматриваемых объектов, но и обоснованно учесть их при анализе динамики дебитов скважин.

2. Геолого-физическая характеристика карбонатных отложений

Как отмечено ранее, в качестве объектов исследования выбраны два нефтяных месторождения, расположенные на юге Пермского края в непосредственной близости друг от друга (рис. 1). Значительная доля запасов каждого из месторождений приурочена к фаменским карбонатным отложениям. Софьинское месторождение в тектоническом плане приурочено к Таныпскому позднедевонскому погребенному атоллу (образован системой позднедевонских рифовых сооружений), расположенному в северо-восточной части Башкирского свода. Винниковское месторождение расположено на восточном склоне Чернушинской валообразной зоны, в зоне сочленения Башкирского свода и Бымско-Кунгурской впадины.

Сопоставление основных геолого-физических параметров фаменских залежей Софьинского и Винниковского месторождений приведены в таблице 1. Исходя из анализа представленных в таблице данных, можно сделать вывод о схожести геолого-физических характеристик рассматриваемых залежей, что, в свою очередь, является основанием для использования их в качестве аналогов.

3. Материалы и методы

Для оценки особенностей геологического строения объектов на микроуровне выполнены стандартные и специальные исследования образцов керна, отобранных



Рис. 1. Территориальное расположение двух исследуемых месторождений

Параметр	Месторождение	
	Софьинское	Винниковское
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	2,4	1,7
Коэффициент пористости, %	9	10
Начальное пластовое давление, МПа	17,6	16,9
Газосодержание, м ³ /т	58,1	51,6
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа·с	4,76	6,76

Табл. 1. Сравнение геолого-физических параметров Софьинского и Винниковского месторождений

из продуктивной эксплуатируемой части разреза.

К исследованию приняты 25 образцов керн, отобранных из разведочных скважин, расположенных в различных частях залежей (рис. 1). Стандартные исследования керн выполнены в соответствии с ГОСТ 26450. Особый интерес представляют специальные исследования, позволяющие оценить специфические характеристики карбонатных пород. При этом оценен минеральный состав пород, структура пустотного пространства изучена с применением рентгеновского микротомографа и сканирующего электронного микроскопа.

Литология, размер частиц, тип пор, резервуарные пространства и координация порового пространства полированных шлифов карбонатных пород проанализированы с использованием поляризационного микроскопа Nikon E600 Research Grade. Программное обеспечение системы Xitu для анализа характеристик пор и размера частиц использовалось для количественной характеристики микроскопических изображений этих срезов (размеров пор и каналов, поверхностной пористости и распределения пор по типам).

Для визуализации пустотного пространства использован рентгеновский микротомограф XT H 225 (Nikon Metrology, Япония). Компьютерная реконструкция образцов горных пород по полученным 2D-изображениям выполнена с использованием пакета программы Avizo Fire (Пономарев и др., 2021; Moussa Tembely et al., 2021; Eloisa Salina Borello et al., 2022).

Для исследования характерных элементов пустотного пространства использован сканирующий электронный микроскоп Quattro C (ThermoFisher Scientific, США, Нидерланды). В процессе работы выполнено сканирование поверхности образца с наблюдением отдельных участков при различном увеличении (до 10 тыс. крат) и фотографирование наиболее характерных элементов пустотного пространства (Rui Song et al., 2021; Prokhorov et al., 2021). Достоинствами метода сканирующей электронной микроскопии являются возможность детального изучения микроструктуры породы с установлением наличия пустот размером ниже предела, доступного для рентгеновской томографии (до 1 мкм), оценка характера пористости (открытой или закрытой), изучение морфологии пустот и др.

Для оценки особенностей геологического строения залежей на макроуровне использованы материалы гидродинамических исследований скважин при неустановившихся режимах, выполненных за весь период эксплуатации

действующего добывающего фонда. Интерпретация данных исследований выполнена с использованием программного комплекса Kappa Workstation (модуль Saphir) (Мартюшев, Слушкина, 2019).

Сопоставление результатов исследования геологического строения объектов на микро- и макроуровнях с особенностями реализации технологических процессов добычи нефти выполнено, в том числе, посредством анализа динамики дебитов добывающих скважин, для чего использованы промысловые материалы – цифровые базы данных.

4. Результаты

Указанные выше исследования выполнены применительно ко всей коллекции образцов керн. В настоящей статье результаты приводятся на примере двух представительных для выборки образцов. Результаты стандартных и специальных исследований керн представлены в таблице 2 и визуализированы на рисунках 2–5.

Как следует из анализа представленных в таблице 2 и на рисунке 2 данных, вывод о схожести геологического строения объектов двух рассматриваемых месторождений, сделанный на основании сравнения их геолого-физической характеристики, является недостоверным. Несмотря на то, что в обоих случаях горная порода представлена детритовым известняком, по остальным параметрам наблюдаются значимые отличия.

Результаты томографических исследований образцов керн (рис. 3) подтверждают существенные различия в строении пустотного пространства коллекторов на микроуровне. Для Софьинского месторождения характерно наличие более крупных по размеру пор, которые при этом более равномерно распределены по объему образца.

Существенное различие коллекторов проявляется уже при сравнении томографических срезов образцов с выделением зон с повышенной долей пустот (темные). Так, для известняков Софьинского месторождения характерно фрагментарное и прерывисто-слоистое распределение пустот, в то время как для таковых Винниковского – послойное. Также на рисунке 3 приведены данные, позволяющие визуально оценить распределение пор разного размера по площади сечения образца (так называемые карты пористости образца).

Выполненные таким образом томографические исследования позволили рассчитать частоту присутствия пор разного размера в образцах керн обоих месторождений и количественно подтвердить сделанные выводы (рис. 4).

Кроме того, выделяются некоторые детали, важные для оценки качества коллекторов. Так, в результате анализа материалов рентгеновской томографии установлено, что размеры поровых каналов образцов керн Софьинского месторождения изменяются в существенно более широком диапазоне с присутствием пор размером до 800 мкм. При этом максимальный размер поровых каналов для Винниковского месторождения составляет только 430 мкм. При этом на данном месторождении 53 % выделенных поровых каналов имеет очень узкий диапазон размерности (46–69 мкм). Данный диапазон размеров характерен только для 25 % поровых каналов образцов керн Софьинского месторождения. Следует подчеркнуть, что ни один из используемых методов исследования

Параметр	Значение для месторождения	
	Софьинское	Винниковское
Стандартные исследования керна		
Пористость, %	9,5	10
Газопроницаемость, мД	37,6	35,9
Микроскопическое описание керна		
Коллектор	детритовый известняк	детритовый известняк
Структура	микро-мелкозернистая, размер зерен менее 0,6 мм	микро-мелкозернистая, размер зерен менее 0,2 мм
Текстура	массивная	массивная
Особенности пустотного пространства	поры и каверны неправильной и удлиненной формы (0,1–8,5 мм)	прожилки длиной до 27 мм (во весь образец) и шириной 0,5 мм, заполненные белым среднезернистым кальцитом
Литолого-петрографическое описание шлифов		
Особенности пустотного пространства	Два типа пор: 1) межкристаллические, образованные по органогенным пустотам, изолированные, округлые, щелевидные, неправильной формы размером 0,05–0,2 мм; 2) образованные после выщелачивания вторичного кальцита, ромбоэдрической формы размером 0,2–0,6 мм, открытые.	Поры межкристаллические, образованные по органогенным пустотам, изолированные, округлые, щелевидные, неправильной формы размером 0,05–0,2 мм.

Табл. 2. Сопоставление результатов исследований образцов керна

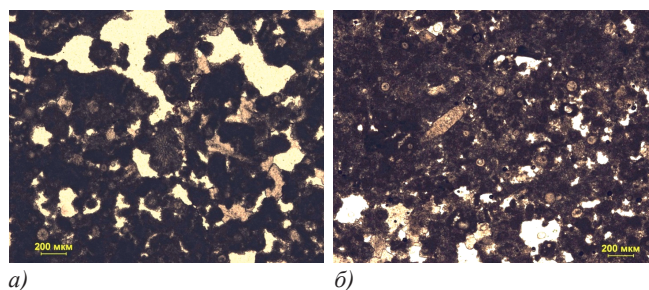


Рис. 2. Сравнение фрагментов шлифов: а) Софьинское месторождение, Микритовый матрикс, единичные биокласты, стартовый цемент, большое количество пустот; б) Винниковское месторождение, Микритовый матрикс, обломок раковины брахиоподы, кальцисферы, поры

пустотного пространства не позволил диагностировать в образцах даже единичных трещин.

Результаты микроскопии, визуализирующие детали строения пустотного пространства, представлены на рисунке 5. На электронных снимках некоторых участков поверхности видны микропоры диаметром менее 45 мкм, которые недоступны рентгеновской томографии.

Кроме того, данные электронной микроскопии свидетельствуют о развитии процессов вторичного минералообразования на стадии катагенеза, в результате которых хорошо образованные кристаллы кальцита размером более 0,1 мм нарастают на стенках пустот известняка. При этом форма новообразованных кристаллов кальцита разнообразная (призматические, ромбоэдрические, дипирамидальные), что может свидетельствовать о существовании нескольких фаз наложенных процессов минералообразования. Тем самым происходит частичное заполнение пор и «залечивание» пустотного пространства. Результаты определения микронзондовым методом химического состава матричного вещества породы (кальцит) и новообразованных кристаллов в образцах керна приведены в табл. 3 и 4.

Данные, представленные в таблицах 3 и 4, свидетельствуют о том, что матрикс породы обоих месторождений

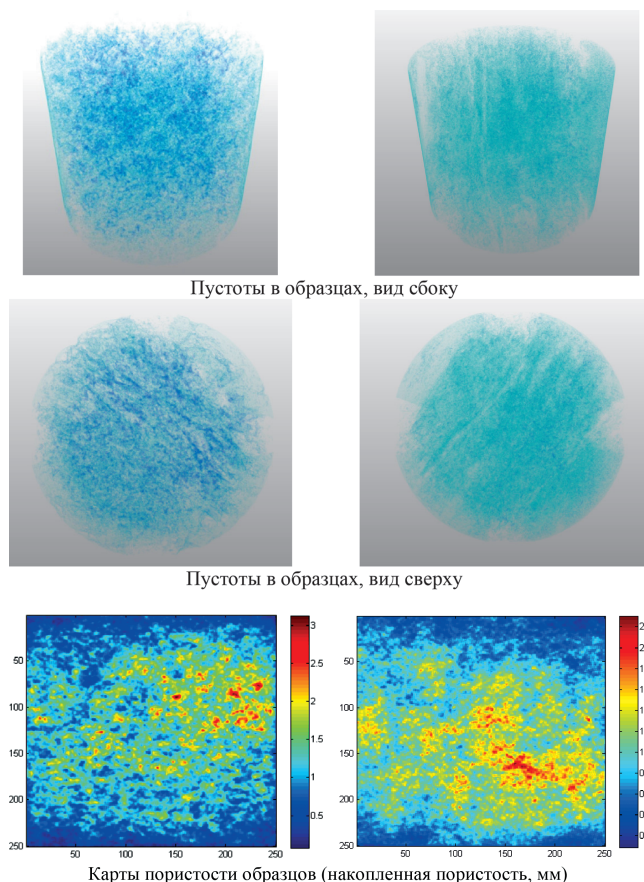


Рис. 3. Сравнение моделей пустотного пространства по данным рентгеновской томографии: а) Софьинское месторождение; б) Винниковское месторождение

образован микрозернистым химически довольно чистым кальцитом органического происхождения. Однако для матричного и новообразованного кальцита Винниковского месторождения характерно присутствие примеси магния (1–2 %), что свидетельствует о различии геохимической среды минералообразования и климатической обстановки для изученных месторождений.

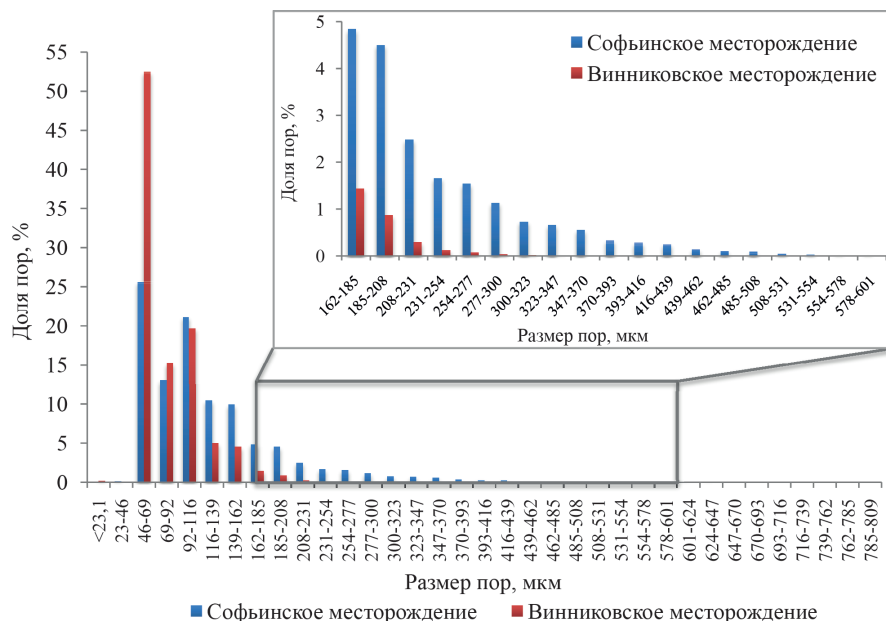


Рис. 4. Сопоставление частоты присутствия пор различного размера в образцах керна

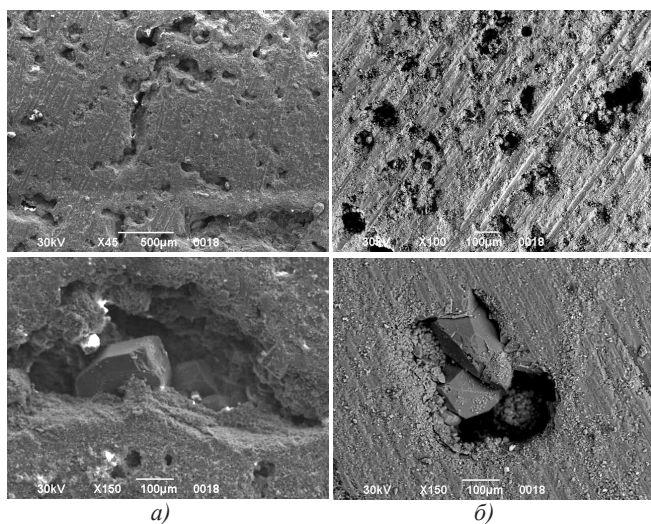


Рис. 5. Сравнение результатов электронной микроскопии образцов керна: а) Софьинское месторождение; б) Винниковское месторождение

Для анализа влияния установленных особенностей строения пустотного пространства на добычные возможности скважин в процессе их эксплуатации ниже приводятся графики, отражающие динамику дебитов жидкости. Данный анализ выполнен для всего добывающего фонда, проиллюстрирован на примере двух типовых скважин, характеризующихся примерно равными значениями основных геолого-технологических показателей (пластовое и забойное давления, толщина пласта и т.п.).

Как следует из анализа представленных на рис. 6 данных, для обеих скважин характерна тенденция к снижению дебитов, что является логичным в условиях работы залежей на естественном режиме (без поддержания пластового давления). Каждый график аппроксимирован линейной зависимостью, угловой коэффициент аппроксимирующего уравнения является параметром, характеризующим темп снижения дебита. Из рисунка следует, что снижение дебита на скважине Софьинского месторождения происходит в три раза быстрее, чем на

Оксид	Место анализа		
	Матрикс, мас. %	Новообразования, мас. %	
SiO ₂	0,47	0,33	0,08
TiO ₂	0,08	-	-
CaO	55,32	55,08	56,09
MgO	0,39	0,12	-
FeO	0,60	1,44	-

Табл. 3. Химический состав породы и новообразований кальция Софьинского месторождения

Оксид	Место анализа		
	Матрикс, мас. %	Новообразования, мас. %	
SiO ₂	0,57	1,30	0,45
CaO	55,30	55,60	55,47
MgO	1,95	1,14	1,18
FeO	0,37	0,30	0,28
MnO	0,05	-	-

Табл. 4. Химический состав породы и новообразований кальция Винниковского месторождения

скважине Винниковского месторождения. Аналогичный вывод получен при сравнительном анализе динамики дебитов всего фонда скважин рассматриваемых месторождений. В сопоставимых энергетических условиях обоих месторождений наиболее вероятной причиной разных темпов снижения дебитов следует считать разное поведение коллекторов и их фильтрационных параметров в процессе выработки запасов.

Эффективным инструментом мониторинга фильтрационных свойств коллекторов в процессе разработки месторождений углеводородов являются гидродинамические исследования. Ниже приведены сравнительные результаты интерпретации ГДИ по тем же скважинам, динамика дебитов которых проанализирована выше. За весь период эксплуатации на каждой скважине проведено по восемь гидродинамических исследований методом восстановления давления. Следует отметить, что интерпретация

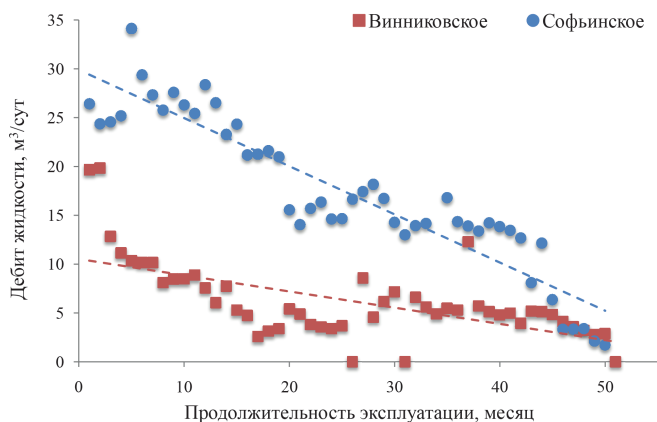


Рис. 6. Сопоставление динамики дебитов жидкости по скважинам Винниковского и Софьинского месторождений

материалов ГДИ выполнена с применением современного инструмента – программного комплекса Kappa Workstation (модуль Saphir). Достоверность выполненной процедуры подтверждается однозначным выбором моделей, хорошим совмещением расчетных и фактических кривых, а также адекватностью полученных результатов (рис. 7).

Ниже приведены графики (рис. 8), отражающие зависимость дебитов скважин в период проведения ГДИ от полученной в ходе интерпретации проницаемости.

Представленные графики демонстрируют тесную корреляцию между дебитом скважины и полученной проницаемостью, что вполне закономерно, поскольку гидродинамические исследования являются обратной задачей и, по сути, восстанавливают проницаемость из величины дебита скважин. При этом тесная их корреляция подтверждает, в первую очередь, правильность проведенной интерпретации материалов замеров и целесообразность использования полученных значений проницаемости для дальнейших исследований. Установленная тесная зависимость дебита от проницаемости в дальнейшем использована для сравнительной оценки причин разных темпов снижения добычных возможностей скважин рассматриваемых месторождений. Так, на рис. 9 представлены графики зависимости проницаемости коллектора

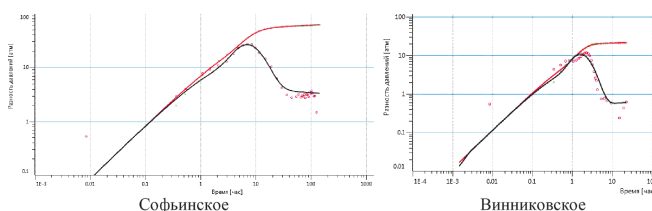


Рис. 7. Типовые кривые восстановления давления скважин Софьинского и Винниковского месторождений

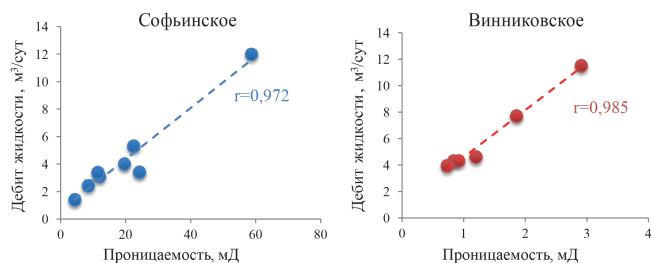


Рис. 8. Зависимость дебита от проницаемости, полученной при интерпретации ГДИ

от пластового давления, также характеризующего период проведения каждого ГДИ.

В обоих случаях отмечена примерно в равной мере тесная корреляционная связь между проницаемостью и пластовым давлением. Сравнение угловых коэффициентов аппроксимирующих линейных уравнений свидетельствует о более выраженном снижении проницаемости коллектора Софьинского месторождения при фактической динамике пластового давления.

Различные значения угловых коэффициентов аппроксимирующих зависимостей свидетельствуют о разном поведении коллектора, что, вероятно, связано с различной структурой его пустотного пространства.

В ряде работ приводятся результаты исследований по оценке влияния структуры пустотного пространства на динамику проницаемости коллектора. Исследования сводятся к построению и анализу зависимости нормированной проницаемости от эффективного давления. Аналогичные исследования выполнены и в настоящей статье, соответствующие диаграммы представлены на рис. 10. Нормированная проницаемость определена как отношение текущей проницаемости к значению, соответствующему атмосферным условиям (по данным исследования керна), за эффективное давление принята разность между горным и текущим пластовым давлениями.

Из анализа данных, представленных на рис.10, следует, что зависимость нормированной проницаемости от эффективного давления достоверно аппроксимируется экспоненциальной зависимостью, при этом интерес представляют значение коэффициента в показателе уравнения. По мнению ряда исследователей, значение данного показателя тесно связано со структурой пустотного пространства.

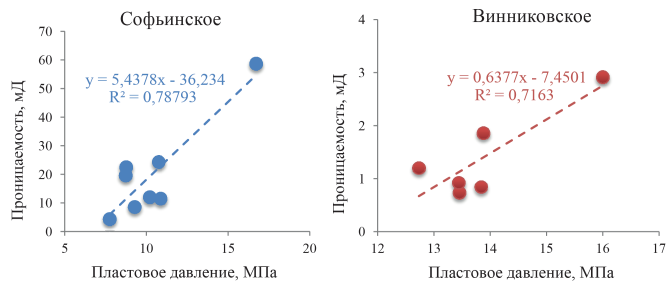


Рис. 9. Зависимость проницаемости, полученной при интерпретации ГДИ, от величины пластового давления

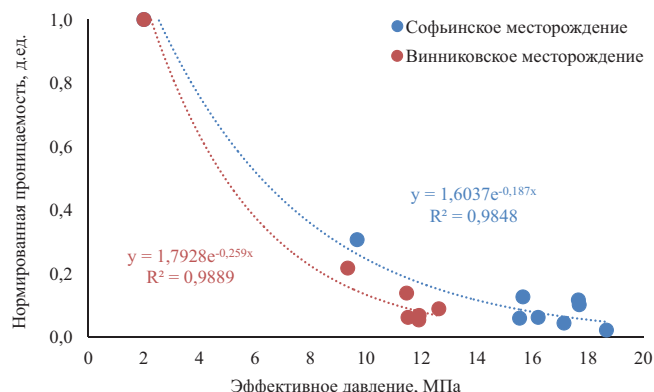


Рис. 10. Зависимость нормированной проницаемости от эффективного давления

5. Обсуждение

Данная работа посвящена комплексному анализу материалов промысловых, гидродинамических и лабораторных исследований, направленных на изучение особенностей строения карбонатных коллекторов двух месторождений, расположенных в непосредственной близости.

Исследования керн, выполненные с применением современных методов, в том числе рентгеновской микротомографии и электронной микроскопии, позволили установить значимые различия в строении пустотного пространства. В карбонатных породах обоих месторождений выделено два типа пор: 1) первичные межкристаллические, образованные по органогенным пустотам, изолированные, округлые, щелевидные, неправильной формы размером 0,05–0,2 мм; 2) вторичные, образованные после выщелачивания кальцита и частично заполненные новообразованными кристаллами обычно ромбоэдрической формы размером 0,2–0,6 мм, открытые. Однако образцы керн этих двух месторождений заметно различаются по такому важнейшему показателю, как наличие крупных пустот, которые характерны только для Софьинского месторождения (Пономарев и др. 2021).

Выполненный микрозондовый анализ позволил установить различия в химическом составе матричного и новообразованного кальцита в месторождениях. Отличительной особенностью кальцита Винниковского месторождения является присутствие в его составе магнезия (причем как в матрице, так и в новообразованных кристаллах кальцита), который присутствует в кристаллической решетке минерала, выборочно замещая кальций. Такая разновидность кальцита относится к магнезиокальцитам, и его появление свидетельствует об изменении климатической обстановки в среде осадконакопления.

Следует отметить, что ни один из реализованных методов исследования керн не позволил диагностировать наличия в объеме породы трещин. Данный вывод подтверждается в ходе интерпретации материалов гидродинамических исследований скважин. Ни в одном случае не диагностировано наличие «двойной пористости» при анализе вида графика восстановления давления в билогарифмических координатах. Реализация на рассматриваемых месторождениях только стандартных методов геофизических исследований скважин не позволяет использовать функционал данного инструмента для оценки трещиноватости коллектора. Значения коэффициентов проницаемости, определенные при обработке КВД, весьма тесно коррелируются с дебитами скважин, что подтверждает физическую причину зависимости добычи нефти от фильтрационных параметров продуктивных пластов.

Особый интерес представляет установленная довольно тесная корреляционная связь между проницаемостью коллектора и пластовым давлением. При этом линейная зависимость характерна как для Софьинского, так и для Винниковского месторождений. Данное явление (снижение проницаемости коллектора при уменьшении пластового давления) отмечается многими исследователями в области нефтегазовой геомеханики, и объясняется деформацией пустотного пространства. Сопоставление уравнений, аппроксимирующих полученные зависимости, позволило установить следующую закономерность. При снижении пластового давления на 1 МПа проницаемость

коллектора на Софьинском месторождении уменьшается на 5,44 мД, а на Винниковском – на 0,64 мД (то есть темпы снижения проницаемости в первом случае практически в десять раз больше, чем во втором). Следует вывод о том, что для Софьинского месторождения характерна более выраженная деформация коллектора по сравнению с Винниковским. Однако ни в том, ни в другом случае коллектор не относится к трещинному или трещинно-поровому типам, для которых явления деформации пустотного пространства известны и изучены. Соответственно, материалы лабораторного изучения керн и гидродинамических исследований скважин свидетельствуют о возможности деформации пустотного пространства сложнопостроенных карбонатных коллекторов порового типа при снижении пластового давления (Жуков, Кузьмин, 2021; Хузин и др., 2021). Более выраженной деформация является при наличии в породе пор крупного размера и системы каверн, как в случае Софьинского месторождения.

Также в ходе исследований установлена тесная корреляционная связь между нормированной проницаемостью и эффективным давлением, которая весьма достоверно аппроксимируется экспоненциальной зависимостью. Для обоих рассматриваемых месторождений наблюдается схожая тенденция поведения нормированной проницаемости, о чем свидетельствуют значения коэффициентов при показателях аппроксимирующих уравнений. Так, для Винниковского месторождения данный коэффициент составляет величину 0,259, для Софьинского – 0,187. Данный коэффициент, как характеристика структуры и поведения пустотного пространства, использовался в ряде работ (Bernabe, 1986; Жуков, 2019).

Для трещиноватых образцов гранита Barre (Bernabe, 1986) установлено, что величина данного коэффициента изменяется в диапазоне от 1,233 до 11,478. Таким образом, получена, в первом приближении, оценка величины коэффициента пород, обладающих практически только трещинной пустотностью.

Исследования песчаника вендского возраста Чайнинского месторождения (Восточная Сибирь) (Жуков, 2019), характеризующегося межзерновой пористостью и трещинной пустотностью, позволили получить следующие значения данного коэффициента:

- для образцов со значительной трещинной пористостью коэффициент изменяется в диапазоне 0,657...0,873;
- для образцов с преобладаем межзерновой пористости коэффициент изменяется в диапазоне 0,060...0,080.

Для образцов керн сеноманского возраста Семановского месторождения с наибольшей межзерновой пористостью коэффициент изменяется в пределах от 0,137 до 0,280, а для группы с наибольшими величинами трещинной пустотности этот коэффициент изменяется в диапазоне от 0,397 до 0,836.

Таким образом, значение данного коэффициента является одним из косвенных признаков, позволяющих идентифицировать структуру пустотного пространства. Применительно к рассматриваемым в настоящей работе условиям, значение коэффициента в зависимостях на рис.10 свидетельствуют о преобладании порового пустотного пространства.

Данный вывод является важным не только для понимания особенностей геологического строения залежей нефти, но и при обосновании эффективной реализации технологических процессов их разработки. Так, установленные особенности строения пустотного пространства позволяют прогнозировать вероятность деформации коллектора и уменьшение его проницаемости, обуславливающие снижение дебитов скважин, что подтверждается представленными на рис. 8 зависимостями.

Таким образом, разные темпы снижения дебитов скважин на Софьинском и Винниковском месторождениях, отмеченные при анализе промысловых данных (рис. 6), объясняются, в первую очередь, различиями в строении пустотного пространства коллекторов.

6. Заключение

Комплексирование материалов промысловых, гидродинамических и лабораторных исследований позволило установить ряд особенностей геологического строения и разработки фаменских залежей нефти Софьинского и Винниковского месторождений.

Для обеих залежей, разрабатываемых в условиях реализации естественного режима, характерно снижение дебитов скважин с различными темпами (для Софьинского месторождения отмечена более выраженная отрицательная динамика добычных возможностей).

Наличие кернового материала и возможности его изучения современными лабораторными методами позволили детально подойти к сравнительной оценке строения коллекторов. Несмотря на большое сходство геолого-физической характеристик этих месторождений, их нельзя считать аналогами. Для обоих месторождений установлено два типа пор: первичные межкристаллические, образованные по органогенным пустотам, размером 0,05–0,2 мм и вторичные размером 0,2–0,6 мм. Однако размеры поровых каналов образцов керна Софьинского месторождения изменяются в существенно более широком диапазоне (до 800 мкм), в то время как максимальный размер поровых каналов для Винниковского месторождения составляет 430 мкм.

В обоих случаях коллектор относится к поровому типу. Трещиноватость не установлена ни по данным изучения керна, ни при интерпретации гидродинамических исследований скважин. При этом каждый коллектор демонстрирует способность деформации пустотного пространства. Более выраженные темпы снижения проницаемости коллектора Софьинского месторождения объясняются наличием в его составе крупных пор и каверн.

Таким образом, комплексирование материалов промысловых, гидродинамических и лабораторных исследований позволило установить факт вероятной деформации карбонатных коллекторов даже при отсутствии трещин. Данный вывод следует учитывать при прогнозировании добычи нефти из сложнопостроенных карбонатных коллекторов, особенно при реализации систем разработки на естественном режиме.

Благодарности

Авторы выражают благодарность рецензентам и редакции за тщательное изучение работы и ценные комментарии, благодаря которым она была улучшена.

Литература

- Дзюбло 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>
- Жуков В.С., Кузьмин Ю.О. (2021). Экспериментальная оценка коэффициентов сжимаемости трещин и межзерновых пор коллектора нефти и газа. *Записки Горного института*, 251(5), с. 658–666. <https://doi.org/10.31897/PMI.2021.5.5>
- Жуков В.С. (2019). Влияние трещинной пустотности на проницаемость горных пород при росте эффективного давления. *Новые идеи в геологии нефти и газа: Сб. тр.* М: Перо, с. 179–184.
- Исакова Т.Г., Дьяконова Т.Ф., Носикова А.Д., Калмыков Г.А., Акиншин А.В., Яценко В.М. (2021). Прогнозная оценка фильтрационной способности тонкослоистых коллекторов викуловской свиты по результатам исследования керна и ГИС. *Георесурсы*, 23(2), с. 170–178. <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.17>
- Мартюшев Д.А. (2020). Оценка влияния напряженного состояния горных пород на проницаемость карбонатных коллекторов. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 331(8), с. 24–33. <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/8/2765>
- Мартюшев Д.А., Зайцев Р.А. (2019). Влияние петрофизических параметров рифогенных карбонатных коллекторов нефтяных месторождений турнейско-фаменских отложений верхнего прикамья на продуктивность добывающих скважин. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 330(11), с. 77–85. <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/11/2350>
- Мартюшев Д.А., Слушкина А.Ю. (2019). Оценка информативности определения фильтрационных параметров пласта на основе интерпретации кривых стабилизации давления. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 330(10), с. 26–32. <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/10/2295>
- Пономарев А.А., Заватский М.Д., Нуруллина Т.С., Кадыров М.А., Галинский К.А., Тугушев О.А. (2021). Применение рентгеновской микротомографии керна в нефтепромысловой геологии. *Георесурсы*, 23(4), с. 34–43. <https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.4>
- 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>
- Хузин Р. Р., Андреев В. Е., Мухаметшин В. В., Кулешова Л. С., Дубинский Г. С., Сафиуллина А. Р. (2021). Влияние гидравлического сжатия пласта на фильтрационно-емкостные свойства пластов-коллекторов. *Записки Горного института*, 251(5), с. 688–697. <https://doi.org/10.31897/PMI.2021.5.8>
- Чучалина К.Ю., Коровин М.О. (2021). Особенности петрофизических свойств сложнопостроенных карбонатных толщ по комплексным геофизическим данным. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 332(7), с. 107–113. <https://doi.org/10.18799/24131830/2021/7/3268>
- Bernabe Y. (1986). Permeability and Pore Structure of Rocks under Pressure. Chapter 2. The effective pressure law for permeability in Chelmsford granite and Barre granite. Massachusetts Institute of Technology, 156 p.
- Dmitriy A. Martyshev, Suresh Kumar Govindarajan, Yingwen Li, Yongfei Yang (2022). Experimental study of the influence of the content of calcite and dolomite in the rock on the efficiency of acid treatment. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 208(Part E), 109770. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109770>
- Dmitry Prokhorov, Vadim Lisitsa, Tatyana Khachkova, Yaroslav Bazaikin, Yongfei Yang (2021). Topology-based characterization of chemically-induced pore space changes using reduction of 3D digital images. *Journal of Computational Science*, 58, 101550. <https://doi.org/10.1016/j.jocs.2021.101550>
- Eloisa Salina Borello, Costanzo Peter, Filippo Panini, Dario Viberti (2022). Application of an algorithm for microstructure and transport properties characterization from 3D rock images. *Energy*, 239(Part C), 122151. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.122151>
- Enrique Gomez-Rivas, Juan Diego Martin-Martín, Paul D. Bons, Daniel Koehn, Albert Grier, Anna Travé, Maria-Gema Llorens, Elliot Humphrey, Joyce Neilson (2022). Stylolites and stylolite networks as primary controls on the geometry and distribution of carbonate diagenetic alterations. *Marine and Petroleum Geology*, 136, 105444. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2021.105444>
- Jihad Hamd, Adrian Cerepi, Rudy Swennen, Corinne Loisy, Serge Galaup, Léa Pigot (2022). Sedimentary and diagenetic effects on reservoir

properties of Upper Cretaceous Ionian Basin and Kruja platform carbonates, Albania. *Marine and Petroleum Geology*, 105549. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2022.105549>

Jinxiong Shi, Xiangyuan Zhao, Renfang Pana, Lianbo Zeng, Wenjun Luo (2022). Natural fractures in the deep Sinian carbonates of the central Sichuan Basin, China: Implications for reservoir quality. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 110829. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110829>

Miller Zambrano, Tiziano Volatili, Lucia Mancini, Alan Pitts, Maurizio Giorgioni, Emanuele Tondi (2021). Pore-scale dual-porosity and dual-permeability modeling in an exposed multi-facies porous carbonate reservoir. *Marine and Petroleum Geology*, 128, 105004. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2021.105004>

Mingfeng Wang, Junjian Wang, Shu Tao, Dazhen Tang, Chenchen Wang, Jie Yi (2020). Quantitative characterization of void and demineralization effect in coal based on dual-resolution X-ray computed tomography. *Fuel*, 267, 116836. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.116836>

Mohamed I. Abdel-Fattah, Souvik Sen, Sara M. Abuzied, Mohamed Abioui, Ahmed E. Radwan, Mohammed Benssaou (2022). Facies analysis and petrophysical investigation of the Late Miocene Abu Madi sandstones gas reservoirs from offshore Baltim East field (Nile Delta, Egypt). *Marine and Petroleum Geology*, 137, 105501. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2021.105501>

Moussa Tembely, Ali M. AlSumaiti, Waleed S. Alameri (2021). Machine and deep learning for estimating the permeability of complex carbonate rock from X-ray micro-computed tomography. *Energy Reports*, 7, pp. 1460-1472. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.02.065>

Patzek T.W., Saad A.M., Hassan A. (2022). Multimodal Carbonates: Distribution of Oil Saturation in the Microporous Regions of Arab Formations. *Energies*, 15(3), 1243. <https://doi.org/10.3390/en15031243>

Rui Song, Yao Wang, Shuyu Sun, Jianjun Liu (2021). Characterization and microfabrication of natural porous rocks: From micro-CT imaging and digital rock modelling to micro-3D-printed rock analogs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 205, 108827. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108827>

Syed Muhammad Ibad, E. Padmanabhan (2022). Lithofacies, mineralogy, and pore types in Paleozoic gas shales from Western Peninsular Malaysia. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 110239. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110239>

Weiqiang LI, Longxin MU, Lun ZHAO, Jianxin LI, Shuqin WANG, Zifei FAN, Dali SHAO, Changhai LI, Fachao SHAN, Wenqi ZHAO, Meng SUN (2020). Pore-throat structure characteristics and its impact on the porosity and permeability relationship of Carboniferous carbonate reservoirs in eastern edge of Pre-Caspian Basin. *Petroleum Exploration and Development*, 47(5), pp. 1027-1041. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(20\)60114-8](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(20)60114-8)

Сведения об авторах

Дмитрий Александрович Мартышев – канд. тех. наук, доцент кафедры Нефтегазовые технологии, Пермский национальный исследовательский политехнический университет
Россия, 614990, Пермь, пр. Комсомольский, д. 29

Инна Николаевна Пономарева – доктор тех. наук, доцент, профессор кафедры Нефтегазовые технологии, Пермский национальный исследовательский политехнический университет
Россия, 614990, Пермь, пр. Комсомольский, д. 29

Борис Михайлович Осовецкий – доктор геол.-мин. наук, профессор, заслуженный деятель науки РФ, руководитель Сектора наноминералогии и профессор кафедры минералогии и петрографии, Пермский государственный национальный исследовательский университет

Россия, 614990, Пермь, ул. Букирева, д. 15

Константин Павлович Казымов – канд. геол.-мин. наук, доцент кафедры минералогии и петрографии, Пермский государственный национальный исследовательский университет
Россия, 614990, Пермь, ул. Букирева, д. 15

Елена Михайловна Томиллина – старший преподаватель кафедры минералогии и петрографии, Пермский государственный национальный исследовательский университет
Россия, 614990, Пермь, ул. Букирева, д. 15

Алена Сергеевна Лебедева – инженер кафедры минералогии и петрографии, Пермский государственный национальный исследовательский университет
Россия, 614990, Пермь, ул. Букирева, д. 15

Андрей Сергеевич Чухлов – ведущий инженер отдела геофизики, ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Россия, 614990, Пермь, ул. Ленина, д. 62

Статья поступила в редакцию 18.02.2022;

Принята к публикации 12.07.2022;

Опубликована 30.09.2022

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Study of the structure and development of oil deposits in carbonate reservoirs using field data and X-ray microtomography

D.A. Martyushev^{1}, I.N. Ponomareva¹, B.M. Osovetsky², K.P. Kazymov², E.M. Tomilina², A.S. Lebedeva², A.S. Chukhlov³*

¹Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation

²Perm State National Research University, Perm, Russian Federation

³LLC LUKOIL-PERM, Perm, Russian Federation

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

Abstract. At present, a large number of scientific works devoted to the study of the features of the geological structure and the development of oil deposits in complex carbonate reservoirs are based on the use of any one research method. This article shows the advantages of the integrated use of modern methods of core research, including X-ray microtomography and electron microscopy, as well as data from hydrodynamic and field studies of wells. The advantage of the approach used is the ability to study the deposit at three levels: core-well-development object, it is reasonable to transfer micro-survey data to the regularities of the implementation of technological processes of oil production. The objects of research in this article are the Famennian oil

deposits of two neighboring fields, which, at first glance, are analogues in terms of the similarity of the enlarged geological and physical characteristics. Comprehensive studies of core samples from these deposits made it possible to establish differences both in the mineral composition of rocks and in the structure of their void space, especially in the size and distribution of pore channels. So, with approximately equal porosity for one of the deposits, the presence of two types of voids and a twofold prevalence of the size of the largest of them were established. According to the complex of laboratory methods for studying the core, the reservoir is classified as a porous type (no cracks were found). The performed interpretation of the hydrodynamic studies

confirmed this fact, made it possible to establish the presence of a dependence of the reservoir permeability on the formation pressure (deformation of the void space of the reservoir), and also to build the corresponding individual dependence for each well. Comparison of the equations approximating the dependence data showed a more pronounced deformation of the reservoir, which is characterized by the presence of large pores and caverns. That is, a complex of laboratory and hydrodynamic studies made it possible to establish the probability of deformation of the void space of a carbonate reservoir even in the absence of cracks in it. In turn, the reservoir deformation is singled out as the most probable cause explaining the different rates of decline in well flow rates of the fields under consideration.

Keywords: core X-ray microtomography, core electron microscopy, hydrodynamic studies of wells, well flow rate, void space of reservoirs, reservoir deformation, carbonate reservoir

Acknowledgements

The authors would like to thank the reviewers and the editors for their careful reviewing of the work and valuable comments, which made it possible to improve the text.

Recommended citation: Martyshev D.A., Ponomareva I.N., Osovesky B.M., Kazymov K.P., Tomilina E.M., Lebedeva A.S., Chukhlov A.S. (2022). Study of the structure and development of oil deposits in carbonate reservoirs using field data and X-ray microtomography. *Georesursy = Georesources*, 24(3), pp. 114–124. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.10>

References

- Bernabe Y. (1986). Permeability and Pore Structure of Rocks under Pressure. Charter 2. The effective pressure law for permeability in Chelmsford granite and Barre granite. Massachusetts Institute of Technology, 156 p.
- Chuchalina K.Yu., Korovin M.O. (2021). Specific features of petrophysical properties of complex carbonate reservoir by complex geophysical data. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, Geo Assets Engineering*, 332(7), pp. 107-113. (In Russ). <https://doi.org/10.18799/24131830/2021/7/3268>
- Dmitriy A. Martyshev, Suresh Kumar Govindarajan, Yingwen Li, Yongfei Yang (2022). Experimental study of the influence of the content of calcite and dolomite in the rock on the efficiency of acid treatment. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 208(Part E), 109770. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109770>
- Dmitry Prokhorov, Vadim Lisitsa, Tatyana Khachkova, Yaroslav Bazaikin, Yongfei Yang (2021). Topology-based characterization of chemically-induced pore space changes using reduction of 3D digital images. *Journal of Computational Science*, 58, 101550. <https://doi.org/10.1016/j.jocs.2021.101550>
- 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>
- Eloisa Salina Borello, Costanzo Peter, Filippo Panini, Dario Viberti (2022). Application of an algorithm for microstructure and transport properties characterization from 3D rock images. *Energy*, 239(Part C), 122151. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.122151>
- Enrique Gomez-Rivas, Juan Diego Martin-Martin, Paul D. Bons, Daniel Koehn, Albert Griera, Anna Travé, Maria-Gema Llorens, Elliot Humphrey, Joyce Neilson (2022). Stylolites and stylolite networks as primary controls on the geometry and distribution of carbonate diagenetic alterations. *Marine and Petroleum Geology*, 136, 105444. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2021.105444>
- Isakova T.G., Dyakonova T.F., Nosikova A.D., Kalmykov G.A., Akinshin A.V., Yatsenko V.M. (2021). Predictive assessment of the fluid loss properties of thin-layer reservoirs of Vikulovskaya series based on the results of core and well logs. *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 170–178. (In Russ). <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.17>
- Jihad Hamd, Adrian Cerepi, Rudy Swennen, Corinne Loisy, Serge Galaup, Léa Pigot (2022). Sedimentary and diagenetic effects on reservoir properties of Upper Cretaceous Ionian Basin and Kruga platform carbonates, Albania. *Marine and Petroleum Geology*, 105549. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2022.105549>
- Jinxiong Shi, Xiangyuan Zhao, Renfang Pana, Lianbo Zeng, Wenjun Luo (2022). Natural fractures in the deep Sinian carbonates of the central Sichuan Basin, China: Implications for reservoir quality. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 110829. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110829>
- Khuzin R.R., Andreev V.E., Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S., Dubinskiy G.S., Safullina A.R. (2021). Influence of hydraulic compression on porosity and permeability properties of reservoirs. *Journal of Mining Institute*, 251(5), pp. 688-697. (In Russ). <https://doi.org/10.31897/PMI.2021.5.8>
- Martyshev D.A., Slushkina, A.Yu. (2019). Assessment of informative value in determination of reservoir filtration parameters based on interpretation of pressure stabilization curves. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, Geo Assets Engineering*, 330(10), pp. 26-32. (In Russ). <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/10/2295>
- Martyshev D.A., Zaytsev R.A. (2019). Influence of oilfield reef carbonate reservoir petrophysical parameters of tournasian-famennian deposits in Upper Kama on well productivity. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, Geo Assets Engineering*, 330(11), pp.77-85. (In Russ). <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/11/2350>
- Martyshev D.A. (2020). Rock stress state influence on permeability of carbonate reservoirs. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, Geo Assets Engineering*, 331(8), pp. 24-33. (In Russ). <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/8/2765>
- Miller Zambrano, Tiziano Volatili, Lucia Mancini, Alan Pitts, Maurizio Giorgioni, Emanuele Tondi (2021). Pore-scale dual-porosity and dual-permeability modeling in an exposed multi-facies porous carbonate reservoir. *Marine and Petroleum Geology*, 128, 105004. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2021.105004>
- Mingfeng Wang, Junjian Wang, Shu Tao, Dazhen Tang, Chenchen Wang, Jie Yi (2020). Quantitative characterization of void and demineralization effect in coal based on dual-resolution X-ray computed tomography. *Fuel*, 267, 116836. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.116836>
- Mohamed I. Abdel-Fattah, Souvik Sen, Sara M. Abuzied, Mohamed Abioui, Ahmed E. Radwan, Mohammed Benssaou (2022). Facies analysis and petrophysical investigation of the Late Miocene Abu Madi sandstones gas reservoirs from offshore Baltim East field (Nile Delta, Egypt). *Marine and Petroleum Geology*, 137, 105501. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2021.105501>
- Moussa Tembely, Ali M. AlSumaiti, Waleed S. Alameri (2021). Machine and deep learning for estimating the permeability of complex carbonate rock from X-ray micro-computed tomography. *Energy Reports*, 7, pp. 1460-1472. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.02.065>
- Patzek T.W., Saad A.M., Hassan A. (2022). Multimodal Carbonates: Distribution of Oil Saturation in the Microporous Regions of Arab Formations. *Energy*, 15(3), 1243. <https://doi.org/10.3390/en15031243>
- Ponomarev A.A., Zavatsky M.D., Nurullina T.S., Kadyrov M.A., Galinsky K.A., Tugushev O.A. (2021). Application of core X-ray microtomography in oilfield geology. *Georesursy = Georesources*, 23(4), pp. 34–43. (In Russ). <https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.4>
- 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>
- Rui Song, Yao Wang, Shuyu Sun, Jianjun Liu (2021). Characterization and microfabrication of natural porous rocks: From micro-CT imaging and digital rock modelling to micro-3D-printed rock analogs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 205, 108827. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108827>
- Syed Muhammad Ibad, E. Padmanabhan (2022). Lithofacies, mineralogy, and pore types in Paleozoic gas shales from Western Peninsular Malaysia. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 110239. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110239>
- Weiqiang LI, Longxin MU, Lun ZHAO, Jianxin LI, Shuqin WANG, Zifei FAN, Dali SHAO, Changhai LI, Fachao SHAN, Wenqi ZHAO, Meng SUN (2020). Pore-throat structure characteristics and its impact on the porosity and permeability relationship of Carboniferous carbonate reservoirs in eastern edge of Pre-Caspian Basin. *Petroleum Exploration and Development*, 47(5), pp. 1027-1041. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(20\)60114-8](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(20)60114-8)
- Zhukov V.S., Kuzmin Y.O. (2021). Experimental evaluation of compressibility coefficients for fractures and intergranular pores of an oil and gas reservoir. *Journal of Mining Institute*, 251(5), pp. 658-666. (In Russ). <https://doi.org/10.31897/PMI.2021.5.5>

Zhukov V.S. (2019). Influence of fractured voidness on the permeability of rocks with an increase in effective pressure. *New ideas in oil and gas geology: Coll. papers*. Ed. A.V. Stupakova. Moscow: Pero, pp. 179-184. (In Russ)

About the Authors

Dmitriy A. Martyushev – Cand. Sci. (Engineering), Associate Professor, Department of Oil and Gas Technologies, Perm National Research Polytechnic University
29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation

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

Boris M. Osovetsky – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, Honored Scientist of the Russian Federation, Head of the Sector of Nanomineralogy and Professor of the Department of Mineralogy and Petrography, Perm State National Research University
15 Bukirev street, Perm, 614990, Russian Federation

Konstantin P. Kazymov – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Department of Mineralogy and Petrography

Perm State National Research University
15 Bukirev street, Perm, 614990, Russian Federation

Elena M. Tomilina – Senior Lecturer, Department of Mineralogy and Petrography

Perm State National Research University
15 Bukirev street, Perm, 614990, Russian Federation

Alena S. Lebedeva – Engineer, Department of Mineralogy and Petrography, Perm State National Research University
15 Bukirev street, Perm, 614990, Russian Federation

Andrey S. Chukhlov – Leading Engineer of the Geophysics Department, LLC LUKOIL-PERM
62, Lenina ave., Perm, 614068, Russian Federation

Manuscript received 18 February 2022;

Accepted 12 July 2022; Published 30 September 2022