ISSN 2411-3336; e-ISSN 2541-9404

ЗАПИСКИ ГОРНОГО ИНСТИТУТА
Journal of Mining Institute
Сайт журнала: pmi.spmi.ru



Научная статья

Новый взгляд на учет минерального состава карбонатных коллекторов при глушении скважин: экспериментальные исследования

В.И.Черных[1], **Д.А.Мартюшев**[2]✉, **И.Н.Пономарева**[2]
[1] *Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, Пермь, Россия*
[2] *Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия*

Как цитировать эту статью: Черных В.И., Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н. Новый взгляд на учет минерального состава карбонатных коллекторов при глушении скважин: экспериментальные исследования // Записки Горного института. 2024. Т. 270. С. 893-903. EDN QOALPE

Аннотация
Важным технологическим этапом перед проведением капитального или текущего ремонта скважин остается операция по глушению, в процессе которой происходит проникновение фильтрата в призабойную зону пласта. Воздействие технологических жидкостей и их фильтрата на горную породу оказывает существенное влияние на фильтрационно-емкостные свойства карбонатных коллекторов, которые снижаются по причине миграции мелких частиц. Известно немного научных исследований, изучавших процесс взаимодействия фильтрата жидкости глушения с карбонатной горной породой и миграцию мелких частиц. В наших экспериментах использовалась водная фаза, которая является основой для глушения скважин в чистом виде, для приготовления блокирующих составов и используется в системе поддержания пластового давления. С образцами керна, отобранными из продуктивной части коллектора, моделировался процесс глушения скважины с созданием пластовых термобарических условий. Фильтрат жидкости глушения выдерживался в течение семи суток, что характеризует среднее время проведения ремонтных работ на добывающих скважинах месторождений Пермского края. С использованием микрорентгеновской томографии и сканирующего электронного микроскопа получены изображения до и после эксперимента, которые позволили установить факт снижения общего количества пустот из-за миграции мелких частиц и, как следствие, снижение проницаемости образцов. Измерение pH и концентрации частиц в водной фазе выполнено до и после эксперимента и свидетельствует о минеральных реакциях, которые произошли в результате растворения горной породы. Результаты проведенных экспериментов позволили установить снижение проницаемости карбонатных образцов в среднем на 50 %, обусловленное кольматацией пустотного пространства и миграцией мелких частиц (глинистые и неглинистые).

Ключевые слова
мелкие частицы; растворение; микрорентгеновская томография; сканирующий электронный микроскоп; проницаемость; глинистые минералы; низкоминерализованная вода

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

Поступила: 07.07.2023 ***Принята: 27.12.2023*** ***Онлайн: 11.04.2024*** ***Опубликована: 25.12.2024***

Введение.

Жидкости глушения используют в процессе проведения ремонтных работ в скважине для предотвращения проникновения пластовых флюидов в ствол скважины [1, 2]. Как правило, при этом фильтрат жидкости глушения проникает в призабойную зону пласта, что может приводить к ухудшению фильтрационно-емкостных характеристик пласта или «повреждению пласта» [3-5]. Влияние фильтрата технологических жидкостей на свойства горной породы более значительно в коллекторах, характеризующихся высокой проницаемостью и наличием сети трещин и каверн [6, 7]. Основные механизмы, вызывающие повреждение пласта, включают несовместимость фильтрата с пластовым флюидом, породы и фильтрата, проникновение и осаждение твердых частиц в пустотном пространстве горной породы, химическую адсорбцию, набухание глинистых минералов, миграцию мелких частиц и биологическую активность [8]. Производительность скважин после ремонта во

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

многом будет зависеть от степени взаимодействия фильтрата технологических жидкостей и горной породы в призабойной зоне [9, 10]. Главная и актуальная задача при работе с продуктивным пластом – максимальное снижение негативного влияния фильтрата технологических жидкостей, в том числе для глушения скважин, на фильтрационно-емкостные свойства.

Для глушения скважин на нефтяных месторождениях Пермского края применяют технологии с использованием водных растворов неорганических солей или блокирующих составов на водной фазе. При этом создается противодавление на пласт, за счет которого жидкость глушения (или ее фильтрат) проникает в пласт. Взаимодействие фильтрата жидкости глушения с породообразующими минералами и пластовыми флюидами приводит к ухудшению фильтрационно-емкостных свойств коллектора в зоне проникновения. Как следствие, осложняется процесс вывода скважины на режим, снижается ее производительность [11].

Особенности взаимодействия фильтрата буровых растворов и жидкостей глушения с терригенными и сланцевыми горными породами достаточно изучены [12-14]. Исследования показали, что содержание водной фазы и ее химический состав в значительной мере влияют на петрофизические свойства породы. Содержание водной фазы может оказывать влияние на структуру и целость породы, а также набухание глинистых минералов, что приводит к изменению пустотного пространства [15]. Например, авторы работы [16] изучили влияние продолжительности взаимодействия фильтрата технологической жидкости с горной породой и установили, что после пяти дней воздействия пористость коллектора месторождения Berea Buff уменьшилась на 41 %, что связано с серьезными изменениями в структуре пор породы.

Однако для карбонатных коллекторов существует немного аналогичных исследований, связанных с оценкой изменения их свойств в результате воздействия технологических жидкостей, в том числе жидкостей глушения. Карбонатные горные породы, как и песчаники, могут иметь сложный минералогический состава [17]. Силикатные минералы оказывают значительное влияние на физические и химические свойства карбонатной породы из-за их частиц малого размера, большой площади поверхности и емкости катионного обмена [18]. В исследовании [19] авторы изучали влияние закачиваемой «умной» воды на глинистые минералы в карбонатных горных породах. Для оценки набухания и миграции глин они использовали микрофлюидные тесты с присутствием каолинитовой и монтмориллонитовой глин. В результате исследований установлено, что закачиваемая вода с концентрацией солей ниже критической приводит к набуханию и миграции глинистых минералов и, как следствие, снижению пустотности и проницаемости горной породы.

Анализ научной литературы показывает, что влияние минералогии или исходной внутренней структуры породы на особенности глушения скважин анализируется в незначительном количестве исследований. В работах [20, 21] получены выводы, что неоднородный размер пор или распределение пор по форме будут влиять на механизмы растворения и приводить к различным моделям растворения внутри породы. Другие исследования [22, 23] установили новые закономерности растворения, связанные с внутренней структурой породы. В больших масштабах крупные структурные неоднородности, такие как трещины, влияют на скорость и форму растворения горной породы [24].

Настоящее исследование направлено на изучение влияния фильтрата жидкости глушения на фильтрационно-емкостные свойства карбонатных коллекторов. Исследование вносит новый вклад в изучение взаимодействий фильтрата технологических жидкостей (жидкость для глушения скважин) и карбонатных отложений двух месторождений Пермского края (им. Сухарева и Винниковское), подробное геологическое описание которых представлено в работе [17]. Химический состав фильтрата жидкостей, минералогический состав карбонатных горных пород, пластовые давление и температура, продолжительность контакта «фильтрат – горная порода» в данной работе рассматриваются как ключевые факторы, влияющие на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов.

Методология.

Для изучения воздействия технологических жидкостей на карбонатные коллекторы (турнейско-фаменского возраста) подготовлено по 10 образцов из продуктивной части коллектора месторождений им. Сухарева и Винниковского. Выбор этих объектов обусловлен различным строением пустотного пространства и минеральным составом включений и новообразований, которые оценены посредством рентгенофазного и рентгенофлуоресцентного анализов, сканирующей электронной микроскопии и микрорентгеновской томографии [17]. Микроскопические исследования образцов керна с диагностикой минералов по данным микрозондового анализа и описанием особенностей

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2024. Т. 270. С. 893-903
© В.И.Черных, Д.А.Мартюшев, И.Н.Пономарева, 2024

микроструктуры и микротекстуры, а также построение 3D моделей структуры образцов керна с гистограммами распределения пустот по размерам проведены до и после фильтрационных экспериментов по оценке воздействия фильтрата жидкости глушения на горную породу.

Далее образцы керна подготавливалась к фильтрационным экспериментам, при этом остаточная водонасыщенность создавалась с использованием пластовой воды, специально отобранной из скважины объекта. Фильтрационные испытания проводились на установке исследования керна УИК-5ВГ и AFS-300 при термобарических условиях пласта: внутрипоровое давление 18 МПа, давление гидрообжима 30 МПа, температура 30±1 °С. В опытах использовалась пластовая нефть вязкостью 4,9 мПа·с. Выдержка фильтрата жидкости глушения составляет семь суток, характеризует среднюю продолжительность проведения ремонтных работ на добывающих скважинах рассматриваемых месторождений. Проведение фильтрационных экспериментов осуществлялось по следующей схеме [25]:

• насыщенный керосином образец помещается в фильтрационную установку;

• создаются термодинамические условия;

• осуществляется фильтрация керосина через образец в направлении, имитирующем работу «пласт – скважина», определяется проницаемость по керосину;

• керосин в образце замещается нефтью посредством ее фильтрации в количестве не менее трех поровых объемов;

• имитируется поступление нефти из пласта в скважину посредством фильтрации нефти через образец в соответствующем направлении; определяется проницаемость образца по нефти ($К_{н1}$);

• имитируется глушение скважины с проникновением технической воды в пласт, для чего она прокачивается через образец в направлении «скважина – пласт» и выдерживается при заданных термодинамических условиях в течение семи суток (средняя продолжительность ремонта);

• имитируется освоение скважины после ремонта, осуществляется фильтрация нефти через образец в направлении «пласт – скважина», определяется проницаемость по нефти ($К_{н2}$), определяется пористость образцов по гелию.

Таким образом, серия выполненных экспериментов позволила определить пористость и проницаемость по нефти образцов керна до и после моделирования на них процесса глушения скважины технической водой. Также в ходе экспериментов выполнен количественный химический анализ водной фазы (фильтрата) жидкости глушения.

Результаты.

Оценка химического анализа фильтрата жидкости глушения представлена ниже: водородный показатель pH – 6,99; окисляемость перманганатная – 3,3 мг/дм^3; гидрокарбонат-ион – 131,15 мг/дм^3; хлорид-ион – 76,33 мг/дм^3; сульфат-ион – 68,33 мг/дм^3; азот нитритов – 0,0 мг/дм^3; нитрат-ион – 0,34 мг/дм^3; карбонат-ион – 0,0 мг/дм^3; кальций – 60,14 мг/дм^3; жесткость общая – 3,64 °Ж; железо общее – 0,14 мг/дм^3; железо (3^+) – 0,0 мг/дм^3; аммоний-ион – 0,0 мг/дм^3; угле-кислота свободная – 17,60 мг/дм^3; сухой остаток – 313 мг/дм^3; магний (расчет) – 7,7 мг/дм^3; суммарная массовая концентрация ионов натрия и калия (расчет) – 50,12 мг/дм^3.

По результатам химического анализа установлено, что водная фаза соответствует первой категории согласно СанПин 2.1.4.1074-01 и характеризуется как низкоминерализованная.

Результаты проведения фильтрационных экспериментов по моделированию операции глушения скважин представлены в табл.1 и на рис.1. В табл.1 представлены также результаты оценки открытой пористости образцов керна до и после проведения фильтрационных экспериментов. В табл.1 приведены наиболее информативные результаты фильтрационных исследований.

Таблица 1

Определение проницаемости по нефти и пористости образцов керна до и после моделирования операции глушения [25]

Месторождение (номер образца)	Проницаемость, 10^{-3} мкм^2 / Пористость, %	
	До закачки фильтрата $К_{н1}$	После закачки фильтрата $К_{н2}$
Им. Сухарева (1)	78,10/8,28	37,83/8,04
Им. Сухарева (2)	41,70/5,80	11,8/5,25
Им. Сухарева (3)	1,62/8,07	0,76/8,04
Им. Сухарева (4)	4,70/6,72	2,65/6,57
Винниковское (5)	7,51/14,20	6,53/14,19

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

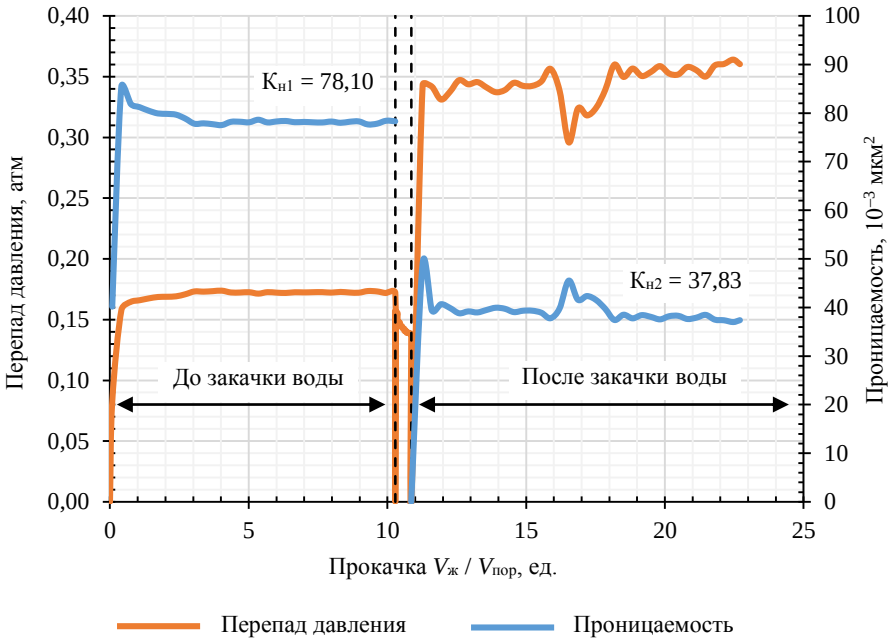


Рис.1. Динамика показателей проведения фильтрационных экспериментов по моделированию операции глушения на образце керна № 1 месторождения им. Сухарева

На рис.2 приведены результаты рентгенотомографических исследований образца керна № 1 до и после моделирования операции глушения. На рис.2, *а* цветом показана накопленная раскрытость пор в соответствии со шкалой на глубину образца: бурые и желтые тона – высокие значения, синие и фиолетовые – низкие.

Установлено, что в результате воздействия фильтрата жидкости глушения на горную породу произошло снижение общего числа пустот на 32,4 % (преимущественно за счет пустот в диапазоне 46-69 мкм) и объема пустот на 13,1 %.

Результаты сканирующей электронной микроскопии до моделирования операции глушения позволили установить, что основная часть пустотного пространства представлена микрокавернами и межзерновыми порами. Они имеют разную форму и размеры, заполнены новообразованными кристаллами кальцита, между которыми присутствуют межзерновые поры, обычно сообщающиеся. Особенно стоить отметить широкое распространение трещин значительной протяженности, раскрытость трещин достигает 0,2 мм. По относительной ориентировке в породе можно выделить две системы трещин, приблизительно перпендикулярных друг другу. Как матрикс породы, так и новообразованное вещество имеют кальцитовый состав с присутствием микропримесей кремнезема, глинозема и щелочных металлов, что может быть связано с появлением глинистого вещества (табл.2 и рис.3).

Таблица 2

Химический состав компонентов известняка, мас.%

Оксид	До моделирования		После моделирования	
	Матрикс	Включения в кавернах и трещинах	Матрикс	Включения в кавернах и трещинах
CaO	56,32	54,59	55,08	53,53
MgO	0,21	0,31	0,20	0,39
FeO	0,14	0,07	0,08	0,73
SiO_2	0,15	0,51	0,09	0,45
TiO_2		0,07		0,01
Al_2O_3		0,10		0,14
K_2O		0,04		0,02
Na_2O		0,25		0,46

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2024. Т. 270. С. 893-903
© В.И.Черных, Д.А.Мартюшев, И.Н.Пономарева, 2024

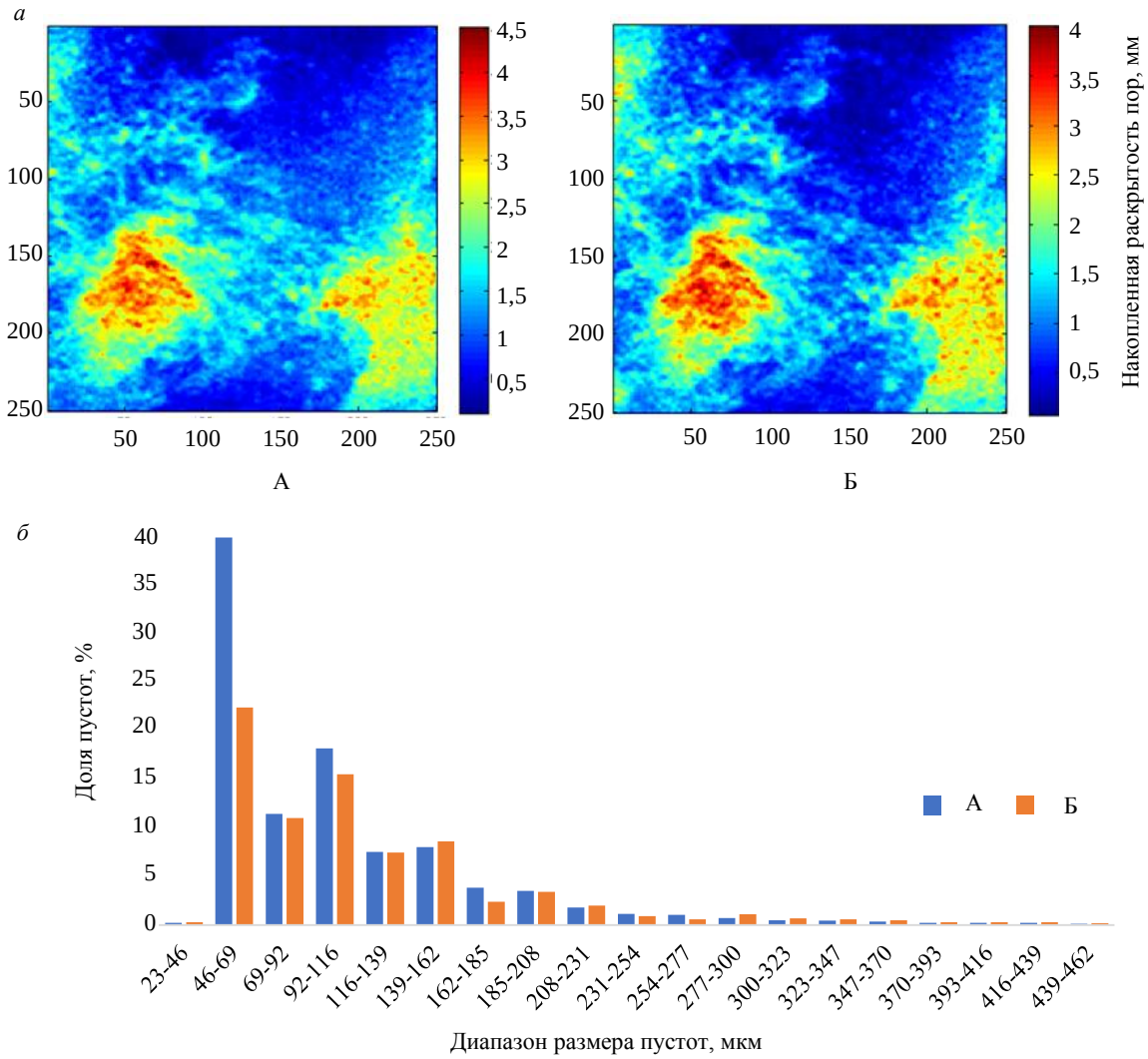


Рис.2. Результаты рентгенотомографических исследований образца керна № 1 до (А) и после (Б) моделирования операции глушения: *а* – карта пустотности; *б* – гистограмма распределения пустот по размерам

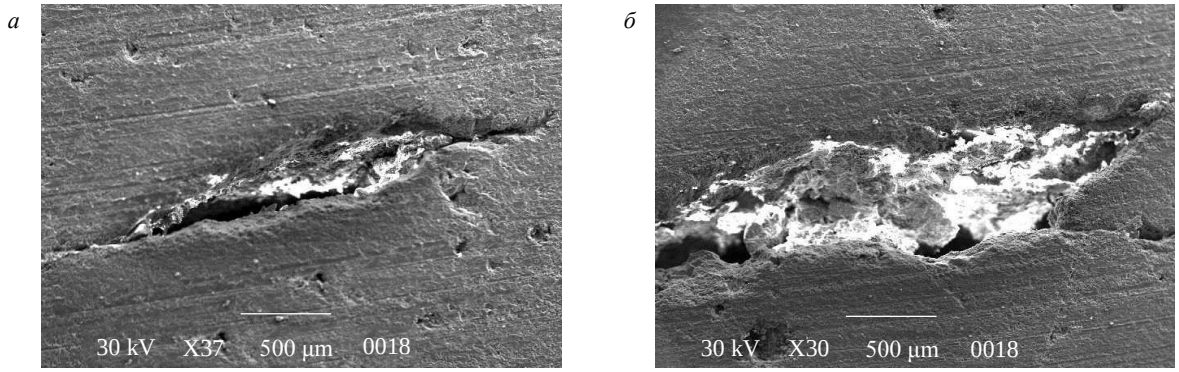


Рис.3. Результаты сканирующей электронной микроскопии до (*а*) и после (*б*) моделирования процесса глушения скважины [25]

Проведенные исследования сканирующей электронной микроскопией после фильтрационных экспериментов показали, что пустотное пространство частично заполнено мелкими частицами. Выделяются два вида – глинистые (монтмориллонит и иллит) и неглинистые (кварц, полевой шпат и карбонаты). Также, особенно в микрокавернах, присутствуют новообразованные кристаллы кальцита размером до 0,1 мм (рис.4, *а*). Необходимо отметить образование амебообразных пленок и агрегатов, присутствующих на отдельных участках образца (рис.4, *б*).

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

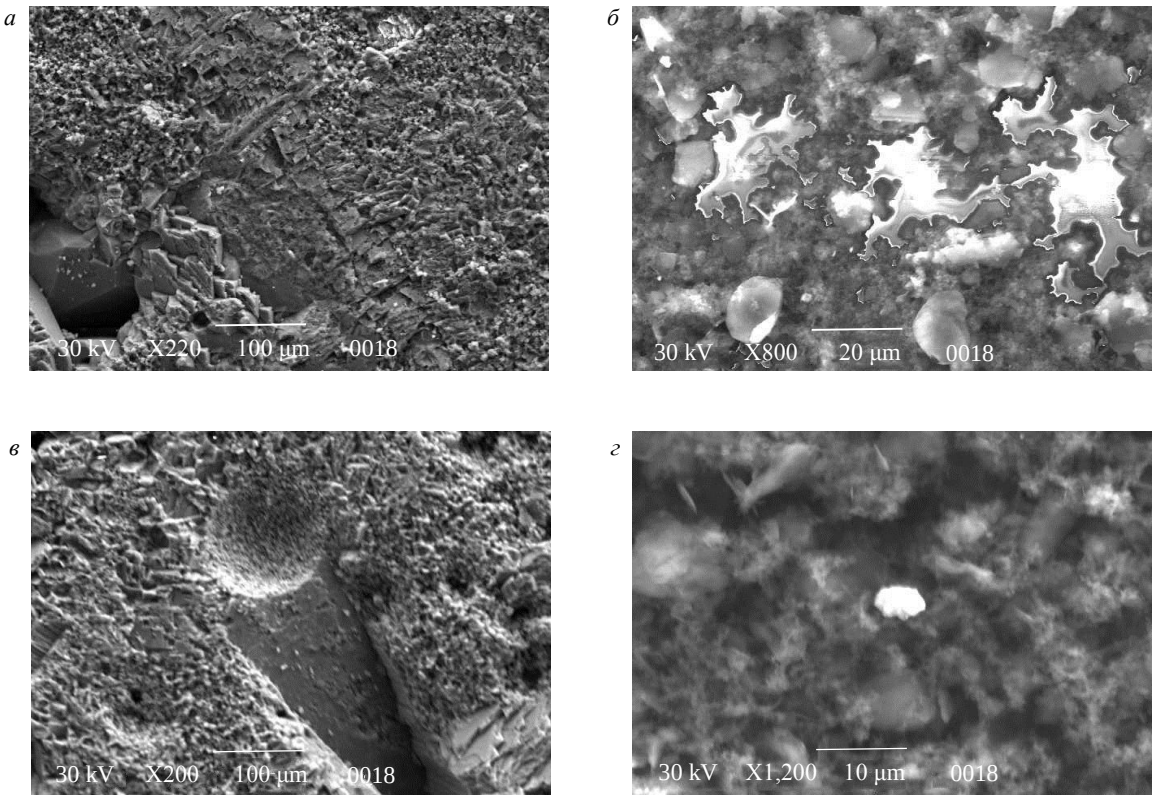


Рис.4. Результаты сканирующей электронной микроскопии до и после моделирования процесса глушения скважины: *а* – новообразованные кристаллы кальцита в микрокавернах; *б* – амебообразные карбонатные выделения; *в* – псевдоморфоза по спикуле; *г* – включения железистых минералов

Отмечены явления перекристаллизации с образованием более крупных выделений кальцита. Эти новообразования часто не имеют четкой кристаллографической огранки, нередко округлые. В ходе перекристаллизации происходит замещение органических остатков кальцитом (рис.4, *в*) и ожелезнение, которое проявляется в образовании пленок на поверхности карбонатного матрикса и появлении новообразованных кристаллов кальцита (рис.4, *г*).

Особенности микростроения, проиллюстрированные на рис.4, не были зафиксированы в ходе аналогичных исследований до фильтрационных экспериментов, что свидетельствует о техногенной природе их появления. Изображения, полученные с помощью сканирующей электронной микроскопии, показывают расширение пустот из-за растворения и их блокировку из-за миграции мелких частиц, перераспределения зерен и осаждения минералов. Минеральные реакции растворяют поверхность зерен и межзерновой цемент, высвобождая зерна породы, что приводит к снижению проницаемости и соответствует выводам, приведенным в работе [26]. Результаты, представленные в работе [23], также показали, что присутствие нефти в пустотах горной породы значительно замедляет процесс ползучести горной породы под давлением. Нефть покрывает кристаллы кальцита и тормозит данный процесс, предотвращая контакт между горной породой и водной фазой, которая необходима для растворения, переноса и осаждения кальцита [27, 28]. Однако прилипание углеводородов к поверхности кальцита может изменять его смачивающие свойства и, таким образом, предотвратить диагенетические реакции (создание вторичной пористости). Применительно к описываемым экспериментам факт образования вторичной пустотности не отмечается на снимках, полученных сканирующим электронным микроскопом. Взаимодействие фильтрата жидкости глушения и глинистых минералов приводит к набуханию и миграции и далее к снижению проницаемости [29, 30].

Таким образом, комплексные результаты томографии и сканирующей электронной микроскопии показывают, что проникновение фильтрата жидкости глушения в горную породу нарушает геохимическое равновесие между пластовыми флюидами и минералами горной породы, тем самым вызывая растворение карбонатных минералов.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2024. Т. 270. С. 893-903
© В.И.Черных, Д.А.Мартюшев, И.Н.Пономарева, 2024

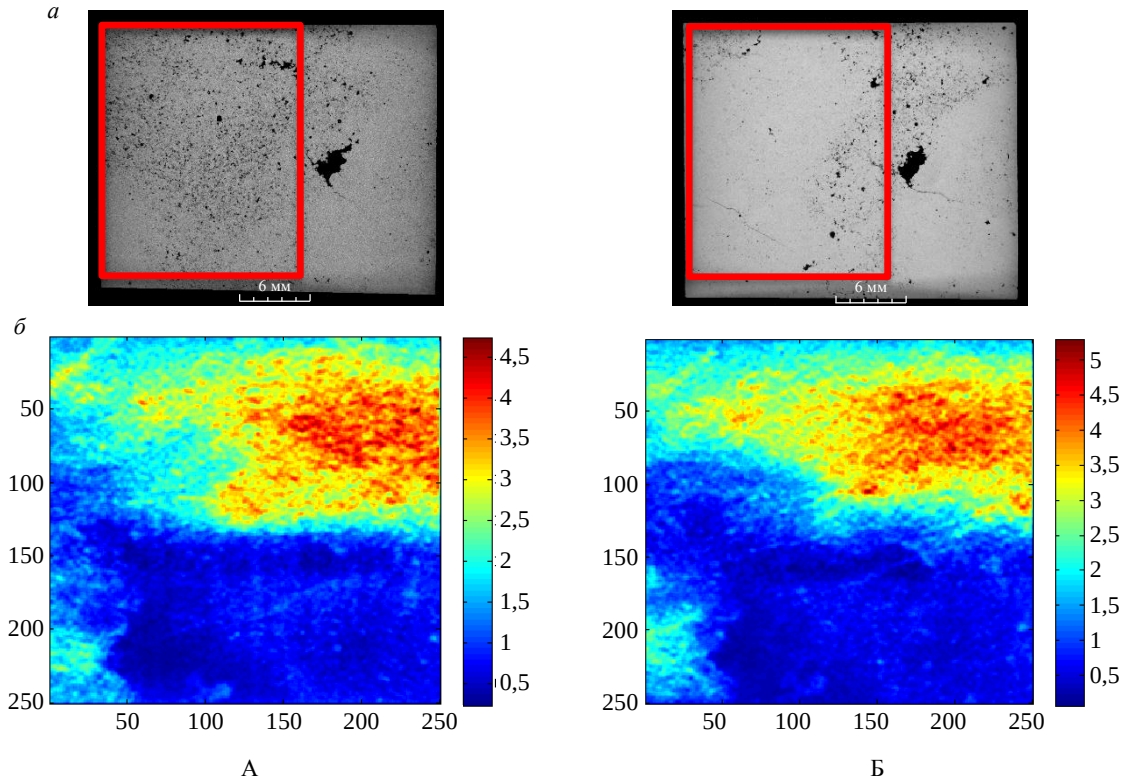


Рис.5. Результаты рентгенотомографических исследований образца керна № 2 до (А) и после (Б) моделирования операции глушения:
а – срез томограммы образцов, плотность показана градиентом серого; *б* – карта пустотности

На рис.5 представлены результаты рентгенотомографических исследований образца керна № 2 до и после моделирования операции глушения, которые подтверждают ранее описанные результаты о снижении фильтрационно-емкостных свойств (табл.1).

Сравнивая результаты томографии до и после моделирования операции глушения, отметим, что произошли изменения в структуре пустотного пространства горной породы. Этот вывод подверждается количественным распределением пустот – до воздействия доля в образце пустот размером менее 100 мкм составляло около 60 %, а после – только около 40 %.

Противоположные результаты получены при моделировании глушения на образцах керна Винниковского месторождения. При сравнении результатов томографических исследований и сканирующей электронной микроскопии существенных изменений в структуре пустотного пространства не отмечено. Данный вывод наглядно иллюстрирует гистограмма распределения пустот (рис.6), из которой следует, что количество пустот уменьшилось только на 2 %.

Проведенный анализ оценки pH фильтрата жидкости глушения указывает на его изменение, а также увеличение химических элементов в пробе при моделировании на образцах керна месторождения им. Сухарева, что свидетельствует о минеральных реакциях [31-33], которые произошли в результате растворения горной породы. Изменение pH после моделирования процесса глушения составило до выдержки 6,99 на месторождениях им. Сухарева и Винниковском, после выдержки 7,27 на месторождении им. Сухарева и 7,01 на Винниковском.

Обсуждение.

В настоящее время практически отсутствуют публикации с результатами детальных исследований по изучению воздействия низкоминерализованной воды на карбонатные горные породы, в отличие от терригенных. Данная область исследований не затрагивалась учеными, поскольку распространена точка зрения, что в карбонатных коллекторах отсутствуют глинистые минералы, способные при контакте с низкоминерализованной водой изменить смачиваемость и, как следствие, проницаемость породы [34].

В то же время растворение карбонатов является одной из основных минеральных реакций, которые могут вызвать отрыв частиц и тем самым изменить проницаемость горной породы. В ходе

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

описываемых экспериментов при закачке фильтрата жидкости глушения в карбонатную горную породу отмечено увеличение давления закачки (см. рис.1), что, вероятно, обусловлено миграцией мелких частиц, закупоркой ими пустот и подтверждается результатами исследований [35, 36]. Из-за растворения карбонатов происходит также отделение глинистых минералов, которые могут частично кольматировать пустотное пространство, что подтверждается данными сканирующей электронной микроскопии (см. рис.3).

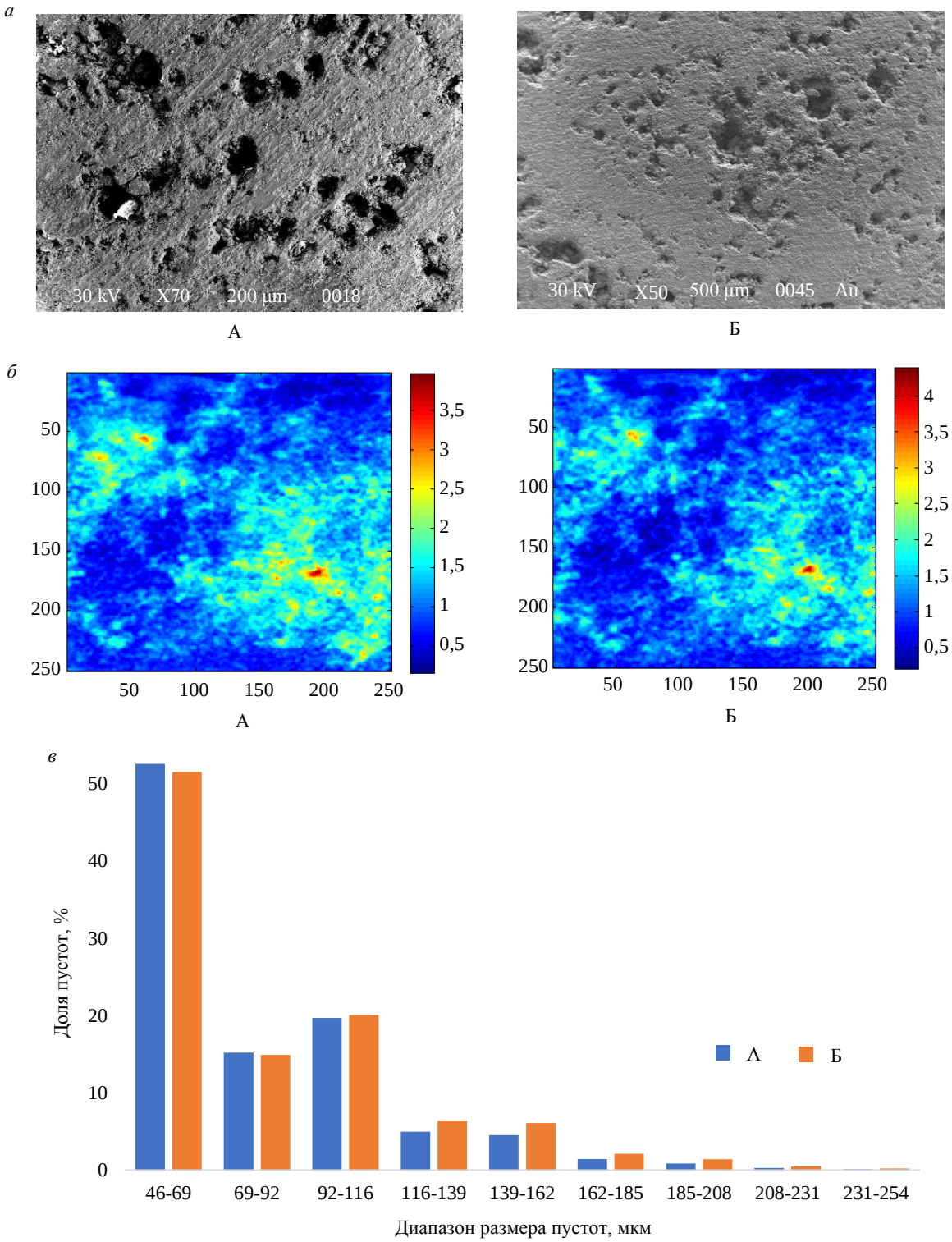


Рис.6. Результаты рентгенотомографических исследований образца керна Винниковского месторождения до (А) и после (Б) моделирования операции глушения: *а* – результаты сканирующей электронной микроскопии; *б* – карта пустотности; *в* – гистограмма распределения пустот по размерам

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

В научной литературе имеются публикации, в которых описываются процессы взаимодействия вод различной минерализации с карбонатными горными породами, но по большей части применительно к процессам заводнения с целью увеличения выработки запасов углеводородного сырья. Мы приводим ряд результатов, которые показывают влияние закачки вод различной минерализации на свойства карбонатных коллекторов. Известно, что снижение минерализации воды вызывает набухание дисперсной глины за счет осмотического давления и катионного обмена в зависимости от минералов и их кристаллической структуры [37, 38]. В работе [39] показано, что когда минерализованная вода контактирует с глинистыми минералами, а поверхностный заряд катионов больше, чем ионов соли, вода будет мигрировать в пространство между слоями глины и, следовательно, вызывать их набухание. Монтмориллонитовая глина имеет более высокую способность к набуханию из-за очень высокой емкости катионного обмена по сравнению с каолинитом. В работе [40] указано, что монтмориллонитовая глина набухла с ~3,9 до 5,1 мкм в диаметре (~30 %) после того, как соленость рассола (NaCl) уменьшилась с 5000 мг/л до 0 (пресная вода). Авторами [41] установлено, что после замены закачиваемой жидкости с пластовой воды (9662,9 мг/л) на пресную, проницаемость образцов керна уменьшилась в среднем на 38 %. Таким образом, набухание глины может привести к значительному уменьшению фильтрационно-емкостных свойств пласта, поскольку отслоившиеся глины увеличиваются в размерах и находятся во взвешенном состоянии до повторного осаждения в пустотах. Начальный размер частиц глины является основным фактором, определяющим их поведение при отрыве. В работах [27, 36] показано, что снижение минерализации закачиваемой воды ниже критической концентрации вызывает набухание и миграцию глинистых минералов и последующее снижение проницаемости. При изучении миграции глин в присутствии и отсутствии нефти в работе [42] установлено, что при солености ниже 4000 ppm миграция глин происходит в обоих случаях.

Возможно, механизмы изучаемых процессов (заводнение и операция глушения) во многом являются схожими, однако длительность взаимодействия системы «вода – порода» и динамика самого процесса являются различными, что будет обуславливать степень кольматации пласта. Поэтому мы можем сделать заключение, что наше исследование представляет новый взгляд на процессы взаимодействия жидкостей глушения на водной основе с карбонатными горными породами. В опубликованных работах указывалось, что только в песчаных горных породах возможна миграция мелких частиц из-за более высокой концентрации потенциально переносимого материал. Представленные в данной работе исследования указывают на проявление описанного эффекта и в карбонатах, что приводит к существенному снижению фильтрационно-емкостных свойств, что необходимо учитывать при использовании водной фазы в качестве различного рода технологических жидкостей.

В ряде работ [43-45] указывается, что обычное кислотное воздействие достаточно эффективно устраняет кольматацию пустот мелкими частицами и увеличивает проницаемость горной породы, однако вопрос планирования кислотного воздействия требует отдельного изучения.

Заключение.

Настоящая статья посвящена изучению влияния фильтрата жидкости глушения на фильтрационно-емкостные свойства карбонатных коллекторов нефтяных месторождений Пермского края. С использованием образцов керна нефтяных месторождений им. Сухарева и Винниковского проведены экспериментальные исследования с моделированием фактических условий операций по глушению скважин. Использование микрорентгеновской томографии и сканирующего электронного микроскопа до и после моделирования экспериментов позволили установить снижение общего числа пустот из-за миграции и кольматации мелкими частицами и, как следствие, снижение проницаемости образцов керна. Таким образом, использование низкоминерализованной воды в качестве основы для жидкостей глушения или агента для системы поддержания пластового давления для карбонатного коллектора нефтяного месторождения им. Сухарева будет сопровождаться высоким риском кольматации пустотного пространства из-за растворения и осаждения минералов карбонатной горной породы. Перспективными направлениями в данной области являются изменение минерализации воды или использование наночастиц с целью сохранения геохимического равновесия и снижения минерального растворения горных пород.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Исследования образцов керна проводились в Центре коллективного пользования уникальным научным оборудованием Пермского национального исследовательского политехнического университета.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Мардашов Д.В.* Разработка блокирующих составов с кольматантом для глушения нефтяных скважин в условиях аномально низкого пластового давления и карбонатных пород-коллекторов // Записки Горного института. 2021. Т. 251. С. 667-677. DOI: 10.31897/PMI.2021.5.6
2. *Zhi Zhang, Baojiang Sun, Zhiyuan Wang et al.* Intelligent well killing control method driven by coupling multiphase flow simulation and real-time data // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2022. Vol. 213. № 110337. DOI: 10.1016/j.petrol.2022.110337
3. *Ebrahimi M.A., Sanati A.* On the potential of alyssum as an herbal fiber to improve the filtration and rheological characteristics of water-based drilling muds // Petroleum. 2022. Vol. 8. Iss. 4. P. 509-515. DOI: 10.1016/j.petlm.2021.04.005
4. *Мардашов Д.В., Лиманов М.Н.* Повышение эффективности глушения нефтяных скважин на месторождениях Волго-Уральской нефтегазоносной провинции с аномально низкими пластовыми давлениями // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2022. Т. 333. № 7. С. 185-194. DOI: 10.18799/24131830/2022/7/3707
5. *Мардашов Д.В., Бондаренко А.В., Раупов И.Р.* Методика расчета технологических параметров закачки в нефтяную скважину неньютоновских жидкостей при подземном ремонте // Записки Горного института. 2022. Т. 258. С. 881-894. DOI: 10.31897/PMI.2022.16
6. *Krishna S., Ridha S., Vasant P. et al.* Conventional and intelligent models for detection and prediction of fluid loss events during drilling operations: A comprehensive review // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2020. Vol. 195. № 107818. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107818
7. *Dokhani V., Ma Y., Geng T. et al.* Transient analysis of mud loss in fractured formations // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2020. Vol. 195. № 107722. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107722
8. *de Azevedo Novaes A.M., de Faria R.M.B., da Silva M.A.P., Peçanha R.P.* Evaluation of rock-fluid interaction in a carbonate reservoir: Backflow test and reactive transport simulations // Geoenergy Science and Engineering. 2023. Vol. 230. № 212158. DOI: 10.1016/j.geoen.2023.212158
9. *Jia H., Wu X.* Killing fluid loss mechanism and productivity recovery in a gas condensate reservoir considering the phase behavior change // Petroleum Exploration and Development. 2017. Vol. 44. Iss. 4. P. 659-666. DOI: 10.1016/S1876-3804(17)30075-7
10. *Civan F.* Chapter 1 – Overview of formation damage // Reservoir Formation Damage (Fourth Edition). Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation. 2023. P. 1-12. DOI: 10.1016/B978-0-323-90228-1.00023-6
11. *Martyushev D.A., Govindarajan S.K.* Development and study of a Visco-Elastic Gel with controlled destruction times for killing oil wells // Journal of King University – Engineering Sciences. 2022. Vol. 34. Iss. 7. P. 408-415. DOI: 10.1016/j.jksues.2021.06.007
12. *Zhang Lufeng, Zhou Fujian, Zhang Shicheng et al.* Evaluation of permeability damage caused by drilling and fracturing fluids in tight low permeability sandstone reservoirs // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2019. Vol. 175. P. 1122-1135. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.01.031
13. *Klungtvedt K.R., Saasen A.* A method for assessing drilling fluid induced formation damage in permeable formations using ceramic discs // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2022. Vol. 213. № 110324. DOI: 10.1016/j.petrol.2022.110324
14. *Chukwuemeka A.O., Amede G., Alfazazi U.* A review of wellbore instability during well construction: Types, causes, prevention and control // Petroleum and Coal. 2017. Vol. 59. Iss. 5. P. 590-610.
15. *Han Cao, Zheng Zhang, Ting Bao et al.* Experimental Investigation of the Effects of Drilling Fluid Activity on the Hydration Behavior of Shale Reservoirs in Northwestern Hunan, China // Energies. 2019. Vol. 12. Iss. 16. № 3151. DOI: 10.3390/en12163151
16. *Gamal H., Elkatatny S., Adebayo A., Bageri B.* Effect of exposure time on the compressive strength and formation damage of sandstone while drilling horizontal wells // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2020. Vol. 195. № 107590. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107590
17. *Martyushev D.A., Ponomareva I.N., Chukhlov A.S. et al.* Study of void space structure and its influence on carbonate reservoir properties: X-ray microtomography, electron microscopy, and well testing // Marine and Petroleum Geology. 2023. Vol. 151. № 106192. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2023.106192
18. *Almutairi A., Wang Y., Le-Hussain F.* Effect of type of ion and temperature on fines migration induced by mineral reactions during water injection into carbonate rocks // Journal of Environmental Management. 2023. Vol. 342. № 118193. DOI: 10.1016/j.jenvman.2023.118193
19. *Karami M., Sedaee B., Nakhaee A.* Effect of different injection fluids scenarios on swelling and migration of common clays in case of permeability variations: a micromodel study // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2023. Vol. 13. Iss. 8. P. 1761-1787. DOI: 10.1007/s13202-023-01628-z
20. *Сентемов А.А., Дорфман М.Б.* Перколяционный подход при гидродинамическом моделировании воздействия на призабойную зону скважины // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2022. Т. 333. № 7. С. 157-165. DOI: 10.18799/24131830/2022/7/3612
21. *Dianshi Xiao, Shu Jiang, David Thul et al.* Impacts of clay on pore structure, storage and percolation of tight sandstones from the Songliao Basin, China: Implications for genetic classification of tight sandstone reservoirs // Fuel. 2018. Vol. 211. P. 390-404. DOI: 10.1016/j.fuel.2017.09.084
22. *Qian Li, Jing Li, Baolong Zhu.* Experimental investigation of the influence of sequential water-rock reactions on the mineral alterations and porosity evolution of shale // Construction and Building Materials. 2022. Vol. 317. № 125859. DOI: 10.1016/j.conbuildmat.2021.125859
23. *Neveux L., Grgic D., Carpentier C. et al.* Influence of hydrocarbon injection on the compaction by pressure-solution of a carbonate rock: An experimental study under triaxial stresses // Marine and Petroleum Geology. 2014. Vol. 55. P. 282-294. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2014.01.012
24. *Leger M., Luquot L., Roubinet D.* Role of mineralogical, structural and hydrodynamic rock properties in conduits formation in three distinct carbonate rock types // Chemical Geology. 2022. Vol. 607. № 121008. DOI: 10.1016/j.chemgeo.2022.121008

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

25. *Черных В.И.* Экспериментальное моделирование воздействия технологических жидкостей на сложно построенные карбонатные коллекторы // Нефтепромысловое дело. 2023. № 8 (656). С. 30-34. DOI: 10.33285/0207-2351-2023-8(656)-30-34

26. *Wang Y., Almutairi A.L.Z., Bedrikovetsky P. et al.* In-situ fines migration and grains redistribution induced by mineral reactions – Implications for clogging during water injection in carbonate aquifers // Journal of Hydrology. 2022. Vol. 614. Part A. № 128533. DOI: 10.1016/j.jhydrol.2022.128533

27. *Barnaji M.J., Pourafshary P., Rasaie M.R.* Visual investigation of the effects of clay minerals on enhancement of oil recovery by low salinity water flooding // Fuel. 2016. Vol. 184. P. 826-835. DOI: 10.1016/j.fuel.2016.07.076

28. *Qiqiang Ren, Qiang Jin, Jianwei Feng et al.* Mineral filling mechanism in complex carbonate reservoir fracture system: Enlightenment from numerical simulation of water-rock interaction // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2020. Vol. 195. № 107769. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107769

29. *Хабибуллин М.Я.* Исследование механизма разрушения призабойной зоны пласта фильтрационным потоком пластовой жидкости и предотвращение пробкообразования в скважине // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2021. Т. 332. № 10. С. 86-94. DOI: 10.18799/24131830/2021/10/3397

30. *Ghasemi M., Shafiei A.* Influence of brine compositions on wetting preference of montmorillonite in rock/brine/oil system: An in silico study // Applied Surface Science. 2022. Vol. 606. № 154882. DOI: 10.1016/j.apsusc.2022.154882

31. *Zhichao Yu, Zhizhang Wang, Caspar Daniel Adenutsi.* Genesis of authigenic clay minerals and their impacts on reservoir quality in tight conglomerate reservoirs of the Triassic Baikouquan formation in the Mahu Sag, Junggar Basin, Western China // Marine and Petroleum Geology. 2023. Vol. 148. № 106041. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2022.106041

32. *Malki M.L., Saberi M.R., Kolawole O. et al.* Underlying mechanisms and controlling factors of carbonate reservoir characterization from rock physics perspective: A comprehensive review // Geoenergy Science and Engineering. 2023. № 211793. DOI: 10.1016/j.geoen.2023.211793

33. *Hao J., Mohammadkhani S., Shahverdi H. et al.* Mechanisms of smart waterflooding in carbonate oil reservoirs – A review // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2019. Vol. 179. P. 276-291. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.04.049

34. *Al Shalabi E.W., Sepehrnoori K., Delshad M.* Mechanisms behind low salinity water injection in carbonate reservoirs // Fuel. 2014. Vol. 121. P. 11-19. DOI: 10.1016/j.fuel.2013.12.045

35. *Фейзуллаев Х.А., Агаларова С.В.* Прогнозирование технологических показателей процесса вытеснение нефти водой с различным минералогическим составом в глиносодержащих коллекторах // SOCAR Proceedings. 2020. № 3. С. 135-141. DOI: 10.5510/OGP20200300454

36. *Song W., Kovscek A.R.* Direct visualization of pore-scale fines migration and formation damage during low-salinity waterflooding // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2016. Vol. 34. P. 1276-1283. DOI: 10.1016/j.jngse.2016.07.055

37. *Ghasemi M., Shafiei A.* Atomistic insights into role of low salinity water on montmorillonite-brine interface: Implications for EOR from clay-bearing sandstone reservoirs // Journal of Molecular Liquids. 2022. Vol. 353. № 118803. DOI: 10.1016/j.molliq.2022.118803

38. *Yang Y., Jaber M., Michot L.J. et al.* Analysis of the microstructure and morphology of disordered kaolinite based on the particle size distribution // Applied Clay Science. 2023. Vol. 232. № 106801. DOI: 10.1016/j.clay.2022.106801

39. *Roshan H., Masoumi H., Zhang Y. et al.* Microstructural effects on mechanical properties of shaly sandstone // Journal of Geotechnical and Geoenvironmental Engineering. 2018. Vol. 144. Iss. 2. № 06017019. DOI: 10.1061/(ASCE)GT.1943-5606.0001831

40. *Yan Zhuang, Xiangjun Liu, Hanqiao Xiong, Lixi Liang.* Microscopic Mechanism of Clay Minerals on Reservoir Damage during Steam Injection in Unconsolidated Sandstone // Energy & Fuels. 2018. Vol. 32. Iss. 4. P. 4671-4681. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.7b03686

41. *Wenchao Fang, Hanqiao Jiang, Jie Li et al.* Investigation of salt and alkali sensitivity damage mechanisms in clay-containing reservoirs using nuclear magnetic resonance // Particulate Science and Technology. 2017. Vol. 35. Iss. 5. P. 533-540. DOI: 10.1080/02726351.2016.1170082

42. *Molnár Z., Pekker P., Dódony I., Pósfai M.* Clay minerals affect calcium (magnesium) carbonate precipitation and aging // Earth and Planetary Science Letters. 2021. Vol. 567. № 116971. DOI: 10.1016/j.epsl.2021.116971

43. *Karimi M., Ayatollahi S.* A new wormhole mechanistic model for radial acid flow geometry using novel 3D flow correlations // Geoenergy Science and Engineering. 2023. Vol. 230. № 212176. DOI: 10.1016/j.geoen.2023.212176

44. *Martyushev D.A., Govindarajan S.K., Li Y., Yang Y.* 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. 2022. Vol. 208. Part E. № 109770. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109770

45. *Al-Shargabi M., Davoodi S., Wood D.A. et al.* A critical review of self-diverting acid treatments applied to carbonate oil and gas reservoirs // Petroleum Science. 2023. Vol. 20. Iss. 2. P. 922-950. DOI: 10.1016/j.petsci.2022.10.005

Авторы: **В.И.Черных,** *ведущий инженер, https://orcid.org/0000-0001-8152-0048* (*Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, Пермь, Россия*), **Д.А.Мартюшев,** *д-р техн. наук, доцент, martyushevd@inbox.ru, https://orcid.org/0000-0002-5745-4375* (*Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия*), **И.Н.Пономарева,** *д-р техн. наук, профессор, https://orcid.org/0000-0003-0546-2506* (*Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия*).

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0