

Особенности кислотного воздействия на карбонатные породы усть-кутского горизонта Восточной Сибири

Черепанова Н.А., Аржиловская Н.Н., Ульянова А.В., Кочетов А.В.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
nacherepanova@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

На примере карбонатных отложений усть-кутского горизонта Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (НГП) рассмотрены особенности воздействия соляной кислоты на слабопроницаемые доломиты в зависимости от литологического строения и структуры пустотного пространства. Доломиты венд-кембрийского возраста обогащены магнием. Скорость их растворения в растворах соляной кислоты в 2–2,5 раза ниже образцов доломитов стехиометрического состава. На керновом материале различных литотипов продуктивных пород-коллекторов показана возможность образования высокопроводящих каналов растворения, что подтверждает эффективность действия солянокислотных растворов в оптимальных параметрах воздействия: повышенные объемы соляной кислоты высокой концентрации при невысоких скоростях закачки кислотной композиции. Осложняющим фактором растворения доломитов усть-кутского горизонта является наличие солей (галита, ангидрита) и неравномерное распределение пустотного пространства. Воздействие концентрированными растворами соляной кислоты на интенсивно галитизированные участки пород не эффективно. В присутствии солей галита и ангидрита в пустотном пространстве рекомендуется поэтапная обработка растворами с возрастающей концентрацией кислоты.

Материалы и методы

В исследовании применены следующие методы: анализ литературных источников, экспериментальные исследования фильтрационных параметров пород при воздействии растворами соляной кислоты, рентгеновская компьютерная томография образцов горных пород, петрографический анализ, статистическая обработка и обобщение результатов полученных исследований.

В качестве материалов использованы цилиндрические образцы горных пород и петрографические шлифы усть-кутского горизонта.

Ключевые слова

усть-кутский горизонт, доломит, скорость растворения, соляная кислота, кислотные обработки, канал растворения

Для цитирования

Черепанова Н.А., Аржиловская Н.Н., Ульянова А.В., Кочетов А.В. Особенности кислотного воздействия на карбонатные породы усть-кутского горизонта Восточной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 7. С. 96–102. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-7-96-102

Поступила в редакцию: 17.09.2024

OIL PRODUCTION

UDC 622.276.63 | Original Paper

Features of acid treatment of carbonate rocks of the Ust-Kut Horizon in East Siberia

Cherepanova N.A., Arzhilovskaya N.N., Ulyanova A.V., Kochetov A.V.

“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
nacherepanova@tnnc.rosneft.ru

Abstract

The paper describes a case study of the Ust-Kut carbonates within the Leno-Tungusky Petroleum Province, including the features of the hydrochloric acid action on poorly-permeable dolomites, depending on the lithology and the void space structure. The Vendian-Cambrian dolomites are enriched with magnesium. The rate of their dissolution in hydrochloric acid solutions is 2–2,5 times lower than that of stoichiometric dolomites. The possibility of formation of highly conductive dissolution channels is shown on the cores of various productive reservoir lithotypes, which confirms the efficiency of hydrochloric acid solutions in optimal exposure parameters: increased volumes of high-concentration hydrochloric acid at low injection rates. A complicating factor in the dissolution of the dolomites of the Ust-Kut Horizon is the presence of salts (halites, anhydrites) and the uneven distribution of the void space. The exposure of highly-halitized rock regions to concentrated hydrochloric acid solutions is inefficient. With halite and anhydrite salts in the void space, step-by-step treatment with solutions with increasing acid concentration is recommended.

Materials and methods

The following methods were applied in the study: analysis of published literature, experimental studies of the rock flow parameters when exposed to hydrochloric acid solutions, X-ray computed tomography of rock samples, petrographic analysis, statistical analysis, and

generalization of the test results. Core plugs and petrographic thin sections from the Ust-Kut horizon were used as testing materials.

Keywords

Ust-Kut Horizon, dolomite, dissolution rate, hydrochloric acid, acid treatments, dissolution channel

For citation

Cherepanova N.A., Arzhilovskaya N.N., Ulyanova A.V., Kochetov A.V. Features of acid treatment of carbonate rocks of the Ust-Kut Horizon in East Siberia. Exposition Oil Gas, 2024, issue 7, P. 96–102. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-7-96-102

Received: 17.09.2024

В последние десятилетия месторождения углеводородов (УВ) Лено-Тунгусской НГП активно вводятся в разработку. Основные перспективы введения в эксплуатацию новых объектов углеводородов Лено-Тунгусской НГП связаны с карбонатными венд-кембрийскими отложениями осинского, усть-кутского, преобразенского горизонтов. Освоение скважин карбонатных пластов, как правило, осуществляют с использованием соляно-кислотных растворов. Интенсификация притока нефти имеет большое значение на всех стадиях разработки месторождений для очистки призабойной зоны пласта (ПЗП) и преодоления скин-эффекта. При обработке соляной кислотой растворяются карбонатные минералы и отложения, загрязняющие ПЗП, что позволяеткратно увеличивать продуктивность скважины. Несмотря на изученность механизма кислотного воздействия с карбонатными минералами, в условиях Лено-Тунгусской НГП присутствует ряд специфических факторов, которые влияют на эффективность кислотных обработок.

На примере пород усть-кутского горизонта Непско-Ботуобинской антеклизы рассмотрены особенности солянокислотного воздействия на доломитовые разности нефтяных пластов в зависимости от литологического строения и структуры пустотного пространства. В усть-кутском горизонте выделяется 2 пласта: верхний Б 3-4 и нижний Б 5, разделенные глинисто-карбонатно-сульфатной перемычкой толщиной 3–7 м. Мощностью горизонта варьируется от 28 до 83 м. Коллекторы рассматриваемого объекта вскрыты зачастую горизонтальными скважинами, имеют высокую минерализацию пластовой воды (более 350 г/л), низкую пластовую температуру (менее 20 °С), низкие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС). Особенностью горизонта является низкая пористость нефтеносных отложений от 1–2 до 10–15 % и широкое распространение постседиментационных процессов, которые придают неоднородность ФЕС как по площади, так и по разрезу [1].

Породы усть-кутского горизонта представлены доломитами различных структурных типов с прослоями глинистых доломитов и ангидритов. Основным породообразующим минералом усть-кутского горизонта является доломит, реже отмечаются доломиты с примесью глин, кварца, галита и ангидрита, содержание которых в среднем составляет от 1 до 7 %, также встречаются кальцит и пирит в количестве менее 1 %. Доломиты вторичные предположительно образованы в результате замещения известняков.

Доломиты венд-кембрийского возраста имеют нестехиометрический состав, с преобладанием карбоната магния. Отношение в них MgO/CaO составляет 1,11, тогда как теоретический состав доломита предполагает отношение MgO/CaO — 0,72 (табл. 1). Энергия кристаллической решетки доломита, т. е. легкость ее распада на ионы, имеет более высокие значения по сравнению с энергией решетки кальцита и более низкие значения по сравнению с показателем для магнезита. Поэтому обогащение усть-кутских доломитов магнием («приближение» свойств к магнезиту) приводит к увеличению энергии кристаллической решетки и относительноному снижению скорости его разложения [2].

На рисунке 1 представлен график кинетики растворения доломитовых пород различного возраста в растворе соляной кислоты 15 % масс. Определение скорости

растворения доломитов производили газолометрическим методом надезинтегрированных образцов керн при температуре 22 °С. Для исследований использовали экстрагированные образцы ядерного материала, отобранные из пласта Б3-4 усть-кутского горизонта тэтэрской свиты венд-кембрийского возраста, пласта О1 окского горизонта верхневизейского яруса каменноугольной системы и стандартный образец доломита.

Образец породы усть-кутского горизонта представлен доломитом микрокристаллическим, ооидным, неравномерно пористым, слабо галитизированным. Образец породы окского горизонта представлен доломитом тонко-мелкокристаллическим, неравномерно кавернозно-пористым, с таблитчатыми кристаллами сульфатов по кавернам. В качестве образца сравнения использовали государственный стандартный образец состава доломита ГСО 7222-96 утвержденного типа.

Представленная на рисунке 1 динамика растворения подтверждает литературные данные [2, 3] о двух стадиях кинетической кривой процесса растворения доломита. На первой стадии скорость процесса определяется скоростью химической реакции кислоты с доломитом (кинетическая область), а затем лимитирующим фактором становится скорость диффузии кислоты к доломиту и продуктов реакции в раствор. Зависимость степени растворения доломита от времени состоит из трех областей: кинетической (в начальный период), промежуточной и диффузионной (в конце). В кинетической и диффузионной области характер зависимости степени

растворения во времени близок к прямолинейному, поэтому процесс описывается кинетическим уравнением первого порядка. При сравнении динамики растворения образцов доломитов между собой установлено, что скорость растворения образца усть-кутского горизонта в 2–2,5 раза меньше, чем доломитов стехиометрического строения.

Для установления причин «аномального» растворения доломитов пласта Б 3-4 проведено детальное изучение литологических особенностей, минерального состава, структуры пустотного пространства и вторичных изменений пород-коллекторов. В пределах пласта Б 3-4 выделяют семь литотипов: ангидриты, доломиты окремненные, доломиты глинистые, доломиты кристаллические, доломиты разнозернистые, доломиты микробиальные строматолитовые и доломиты микробиальные дендролитовые. В проницаемых продуктивных интервалах преобладающими литотипами являются: доломиты разнозернистые, доломиты микробиальные дендролитовые, в меньшей степени доломиты кристаллические. Остальные литотипы не являются продуктивными.

Литотип доломит разнозернистый (рис. 2а) представлен доломитами светло-серыми от микро-тонко- до мелкокристаллических, средне-мелкозернистыми, реже тонкозернистыми, с редкими прожилками черного органического вещества (ЧОВ), пористыми, в разной степени галитизированными.

Литотип доломит микробиальный дендролитовый (рис. 2б) представлен доломитами темно-серыми

Табл. 1. Химический состав образцов доломита
Tab. 1. Chemical composition of dolomite samples

| Порода | Содержание, % | | | Отношение MgO/CaO |
|--|---------------|-------|-----------------|-------------------|
| | CaO | MgO | CO ₂ | |
| Стехиометрический состав | 30,41 | 21,87 | 47,72 | 0,72 |
| Доломит окского горизонта Волго-Уральской провинции | 30,4 | 21,6 | 48,0 | 0,71 |
| Доломит усть-кутского горизонта Восточной Сибири | 24,9 | 27,1 | 48,0 | 1,11 |

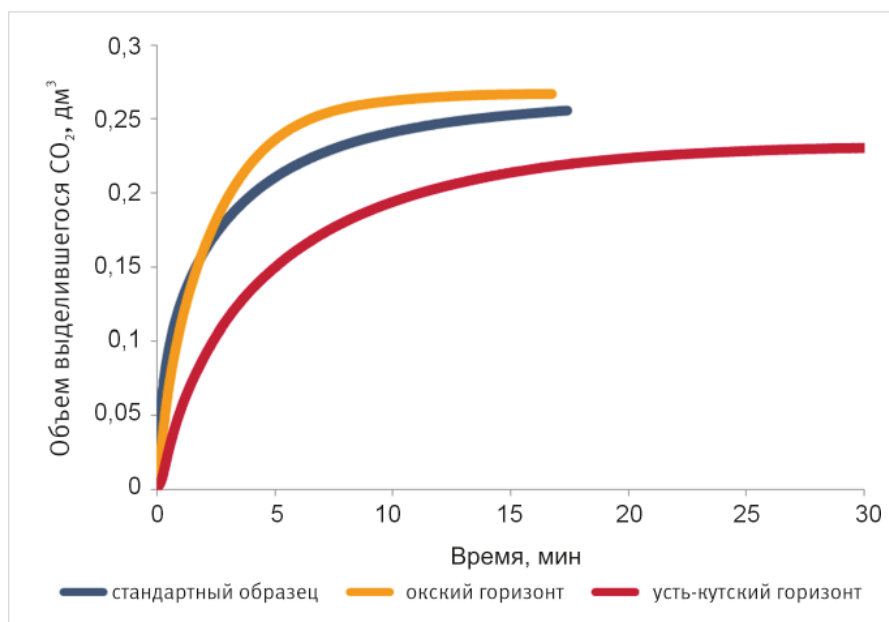


Рис. 1. Кинетика растворения доломитовых пород различного литотипа
Fig. 1. Dissolution kinetics of the dolomites of various lithotypes

тонко-микрористаллическими, микробильными дендролитовыми, неравномерно пористыми, с редкими трещинами, в разной степени галитизированными и сульфатизированными [4].

Литотип доломит кристаллический с реликтовой зернистой структурой (рис. 2в) представлен доломитами

темно-серыми микро- и тонкокристиаллическими, неравномерно пористыми, неравномерно галитизированными.

Отмечается неоднородное распределения ФЕС внутри литогенетических типов. Строение пустотного пространства пород-коллекторов сложное, неоднородное с преобладанием пустот, образованных

в результате постседиментационных процессов. Широкое распространение среди пустот имеют поры, нередко выщелачивания, встречаются редкие каверны. В зернистых доломитах количество пор достигает 10–25 %. Однако эти пустоты часто заполнены солями галита и ангидрита. В перекристаллизованных породах поры мелкой размерности (от 0,01 мм до 0,15 мм) формируют основной объем пустотного пространства. В кристаллических доломитах равномерно распределенные поры перекристаллизации в кристаллической массе обеспечивают хорошую пористость. Отмечается первичная и вторичная пористость (поры перекристаллизации, выщелачивания), а также сообщаемость пор. В то же время невысокие показатели проницаемости коллекторов свидетельствуют о наличии изолированных и запечатанных пустот [1, 5].

Сульфатная минерализация и заслонение пород, как правило, приводят к ухудшению пористости и сообщаемости пустот, что препятствует проникновению кислоты в породу. Наряду с этим соли, присутствующие в породе и пластовой воде, оказывают влияние на скорость растворения породы кислотой. Хлориды калия и натрия не оказывают влияния на скорость реакции, хлорид кальция ускоряет ее, хлорид магния уменьшает скорость разложения магнезита. Сульфатные соли (Na_2SO_4 , MgSO_4 , CaSO_4) замедляют скорость реакции взаимодействия соляной кислоты с доломитом. Присутствие хлорида кальция в солянокислотном растворе ускоряет описанный процесс, снижая растворимость сульфата кальция [6].

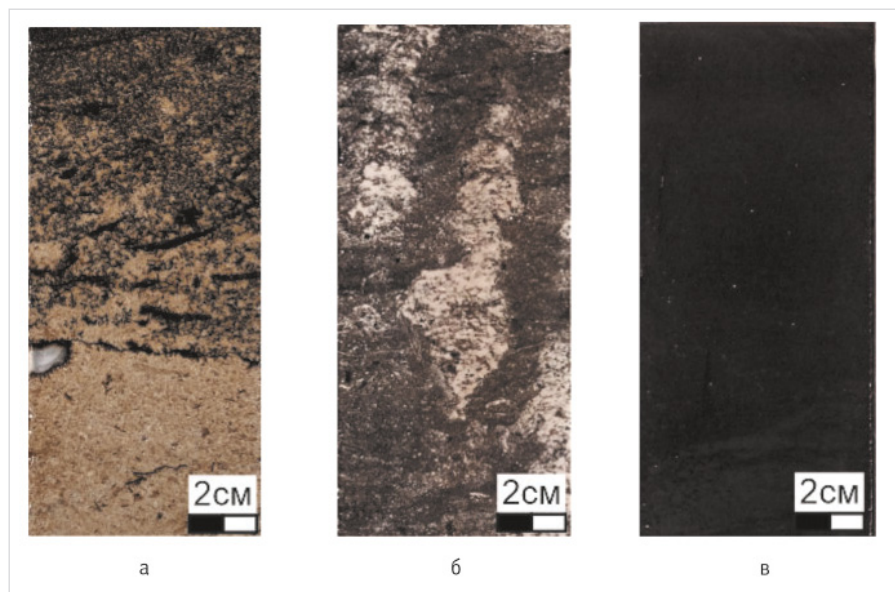


Рис. 2. Фотоизображение керн литотипов продуктивных интервалов: а — доломит разномзернистый; б — доломит микробильный дендролитовый; в — доломит кристаллический с реликтовой зернистой структурой

Fig. 2. Pictures of cores of productive interval lithotypes: a – uneven-grained dolomite; б – microbial dendrite dolomite; в – crystalline dolomite with relict granular texture

Табл. 2. Результаты фильтрационных испытаний солянокислотного раствора при прокачке через образцы доломита усть-кутского горизонта

Tab. 2. Flow tests of hydrochloric acid solution when pumped through dolomite samples of the Ust-Kut Horizon

| № образца | Литологическое описание | Пористость, % | Фазовая проницаемость по нефти, 10^{-3} мкм ² | | Объем КС до прорыва, п.о. | тах градиент давления закачки КС, МПа/м |
|-----------|--|---------------|--|----------|---------------------------|---|
| | | | До КС | После КС | | |
| 31177 | Доломит микробильный дендролитовый, с зернистым заполнением, пористый, слабо галитизированный | 11,74 | 1,05 | 37,69 | 1,14 | 20,26 |
| 31176 | Доломит микробильный дендролитовый, с зернистым заполнением, пористый, слабо галитизированный | 10,97 | 0,95 | 3 664 | 0,85 | 21,5 |
| 31172 | Доломит микробильный дендролитовый, с зернистым заполнением, неравномерно пористый, слабо галитизированный | 13,82 | 2,21 | 1,63 | 5,08* | 67,0 |
| 31173 | Доломит микрористаллический, равномерно микропористый, с прожилками ЧОВ | 18,34 | 3,43 | 2 956 | 3,1 | 10,3 |
| 13258 | Доломит тонкокристиаллический, пористый | 14,60 | 1,88 | 3 574 | 0,98 | 41,5 |
| 13252 | Доломит микрористаллический, неравномерно микропористый | 13,99 | 0,46 | 0,30 | 4,2* | 93,8 |
| 15676 | Доломит разномзернистый, пористый, галитизированный | 10,93 | 0,76 | 0,57 | 8,02* | 80,1 |
| 15623 | Доломит разномзернистый, пористый, галитизированный | 11,63 | 0,34 | 0,09 | 0,89* | 41,9 |
| 15625 | Доломит разномзернистый, пористый | 11,39 | 1,18 | 769,4 | 0,41 | 13,5 |

*прорыв кислотного состава не достигается

Процесс взаимодействия кислотных составов с породой моделировали в термобарических условиях на фильтрационных установках. Исследование влияния растворимости доломитов солянокислотными растворами на фильтрационные свойства пород производили на керновом материале трех основных литотипов пласта БЗ-4. Модель пласта состояла из единичного цилиндрического образца породы диаметром 38 мм, длиной 60–80 мм. Газопроницаемость образцов находилась в диапазоне $6\text{--}18 \cdot 10^{-3}$ мкм². Для создания начальной нефтенасыщенности использовали изовязкозную модель нефти с вязкостью 2,4 мПа·с и модель пластовой воды пласта БЗ-4 минерализацией 364 г/л.

Фильтрационные эксперименты выполнены на нефтенасыщенном керне с остаточной неподвижной водной фазой при пластовой температуре 22 °С и давлении 17,2 МПа. Остаточная водонасыщенность в образцах создавалась методом полупроницаемой мембраны в индивидуальном капиллярнометре и находилась на уровне 32–40 %. Вначале делали замер проницаемости модели керна по нефти в исходном состоянии до воздействия кислотой. Закачку раствора кислоты 15 % масс. HCl производили в направлении «скважина-пласт» до прорыва с расходом 0,2 см³/мин. Прорыв кислоты происходит в момент достижения максимального градиента давления закачки раствора кислоты. После прокачки раствора кислоты модель выдерживали в состоянии покоя без фильтрации в течение двух часов на реагирование породы с кислотным составом. По окончании выдержки модель керна подключили под фильтрацию нефти и измеряли проницаемость модели по нефти после воздействия кислотой. Образцы керна после кислотного воздействия подвергли томографическим исследованиям и изучили под микроскопом в петрографических шлифах, изготовленных на срезе по направлению движения флюида и кислоты в образце.

По описанной методике выполнено 13 экспериментов. В качестве кислотного состава использовали модифицированный солянокислотный состав (КС), содержащий оптимальный комплекс поверхностно-активных веществ (ПАВ), исключающих негативное влияние на эмульсообразование и осмоление нефти. В исследуемых образцах продуктивных литотипов после прокачки кислотного состава фиксируется образование каналов растворения — червоточин, в результате чего установлено многократное увеличение проницаемости породы пласта-коллектора (табл. 2). Формирующиеся в образцах каналы имеют объемную структуру, с многочисленными ответвлениями. Установлено, что для намыва канала до прорыва кислотного состава требуется от 0,4 до 3,1 объема пор (п.о.) испытываемого образца. При этом минимальная порция кислоты использована для намыва канала в зернистом доломите, а наибольшая — в кристаллическом микропористом доломите.

Согласно литературным данным [7–9] для низкотемпературных доломитовых пластов эффективное образование каналов растворения происходит при увеличении скорости растворения породы. Необходимая скорость растворения доломита достигается с ростом концентрации, объема кислоты и времени воздействия. В условиях фильтрации время реакции увеличивается при невысоких скоростях закачки кислотной композиции. Несмотря на оптимальные параметры

воздействия, в каждом литотипе отмечают отдельные образцы, по которым каналы растворения не формируются даже при значительных объемах прокачки кислотного состава — до 8 п.о. при относительно низкой скорости закачки. В таких экспериментах закачку кислоты прекращали при достижении предельного давления закачки, выдерживаемого установкой.

В образцах микробильных дендролитовых доломитов с зернистым заполнением (рис. 3) кислота проникает по межскелетным зернистым участкам, образуя каналы. Микробильные дендролитовые формы, выполненные микрит-микрористаллическим доломитом, не подвержены растворению кислотой. По данным петрографического анализа в микробильных дендролитовых формах пустотное пространство не определяется или редко встречается, что обусловлено плотной упаковкой кристаллов доломита. На отдельных участках зернистых заполнений отмечают межзерновые и межкристаллические пустоты.

В образце 31176 микробильного дендролитового доломита со столбчатыми формами роста проникновение кислоты происходит по зернистым участкам межскелетного заполнения (рис. 3а), которые занимают около 50 % образца. Кислота увеличивает размеры пор, соединяя их между собой. Стиллиты и прожилки уплотнения также способствуют проникновению кислоты. Микробильные столбчатые формы роста сложены кристаллами с плотной упаковкой, воздействие кислоты на них не проявляется по результатам петрографического исследования среза породы после прокачки кислоты.

В образце 31172 большая часть породы (≈ 70 %) представлена микробильной структурой, с плотной упаковкой кристаллов, без каких-либо пустот. Микропористый участок присутствует в торцевой части образца, сложен реликтовым зернистым заполнением. После воздействия кислотой микропористый торцевой участок имеет разветвленную сеть нескольких проходов кислоты. В то же время сквозной канал в данном образце не формируется после прокачки через образец 5 поровых объемов раствора кислоты. Это обусловлено неравномерным распределением пористых и плотных участков. Пористая часть перекрыта плотной непроницаемой микробильной структурой (рис. 3б), препятствующей намыву канала растворения.

В образцах разноразмерных доломитов (рис. 4), по данным петрографического анализа, характерно наличие галита в пустотном пространстве. В образце 15625 галит развит в виде пятен, в основном по зернам, которые сложены кристаллами тонкой размерности. Межзерновое пространство выполнено доломитом тонко-микрористаллическим, рыхлым, пористым. Каналы растворения в образце 15625 формируются в обход галитизированных участков (рис. 4а).

В нескольких образцах кислота реагирует с торцевой поверхностью, не образуя сквозного канала. В образце 15623 галит присутствует в подавляющем количестве пустот 80–85 %, распределен, как по реликтам зерен тонко-микрористаллической размерности, так и в межзерновом пространстве. Кристаллы, слагающие породу образца 15623, имеют одинаковую размерность, запечатывание пор галитом относительно равномерное. Кислота образовала небольшие каверны и каналы

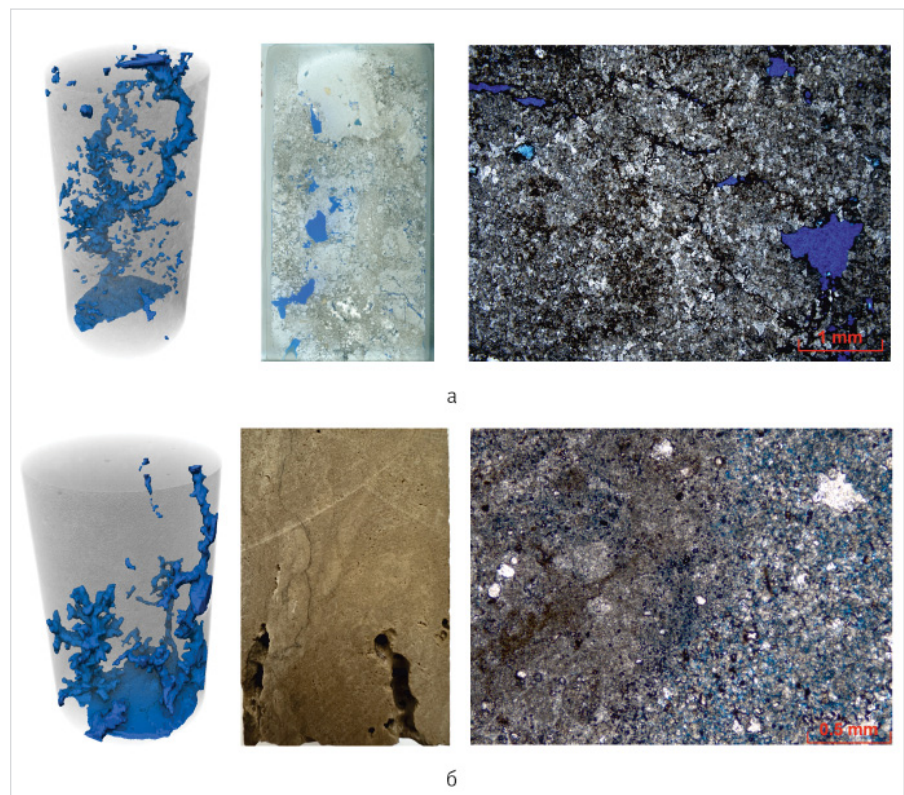


Рис. 3. Фотоизображение образцов доломитов микробильных после воздействия кислотой: а — образец 31176 — микробильная дендролитовая постройка со столбчатой формой роста и зернистым пористым заполнением; б — образец 31172 — контакт пористого зернистого участка с плотной микробильной структурой
Fig. 3. Pictures of microbial dolomite samples after acid exposure: а — core 31176 — microbial dendrolite structure with a columnar growth pattern and granular porous filling; б — core 31172 — contact of a porous granular region with a tight microbial structure

в торцевой части образца до мест расположения галитизированных пор (рис. 4в). Галитом заполнены все пустоты образца 15676 (рис. 4б). На томографической съемке визуализируется поверхностное растворение торцов образцов 15676 и 15623. Как показали эксперименты, кислота не проникает в поры с галитом. Вероятно, это связано с низкой растворимостью хлорида натрия в растворе соляной кислоты высокой концентрации.

Согласно данным [10] скорость растворения NaCl резко снижается в концентрированных растворах солей и кислот в условиях естественной конвекции при 25 °С. Так, скорость растворения NaCl в растворе, содержащем 20 % масс. одноименной соли, снижается

с 5,8 до 0,88 г/см²·с; в растворе, содержащем 20 % соляной кислоты, — до 0,1 г/см²·с. Для удаления галита из порово-трещинной карбонатной среды возможно использование пресной воды с ПАВ. Подобные обработки успешно осуществлены на ряде карбонатных объектов. Также при наличии галитизации коллектора авторами [10, 11] отмечается необходимость снижения концентрации соляной кислоты при обработке карбонатных отложений с целью растворения солей хлоридов и сульфатов. Низко концентрированные растворы соляной кислоты (2–3 %) эффективно растворяют галит и труднорастворимые соли полиминеральных разностей пород. Как известно, растворение гипса и ангидрита

ускоряется в кислых средах. Авторами [11] показана эффективность поэтапной прокачки кислотных составов со ступенчатым повышением концентрации соляной кислоты в доломитовых породах Восточной Сибири.

В образцах кристаллического доломита с реликтовой зернистой структурой (рис. 5) проникновение кислоты происходит по пористым участкам, вдоль прожилков ЧОВ и стилолитов. Поры преимущественно микроразмерности (менее 0,01 мм), реже отмечаются поры тонкой размерности. В образце 31173 распределение пор в породе относительно равномерное, проникновение кислоты происходит преимущественно вдоль прожилков ЧОВ и стилолитов, по пористым участкам, образуя

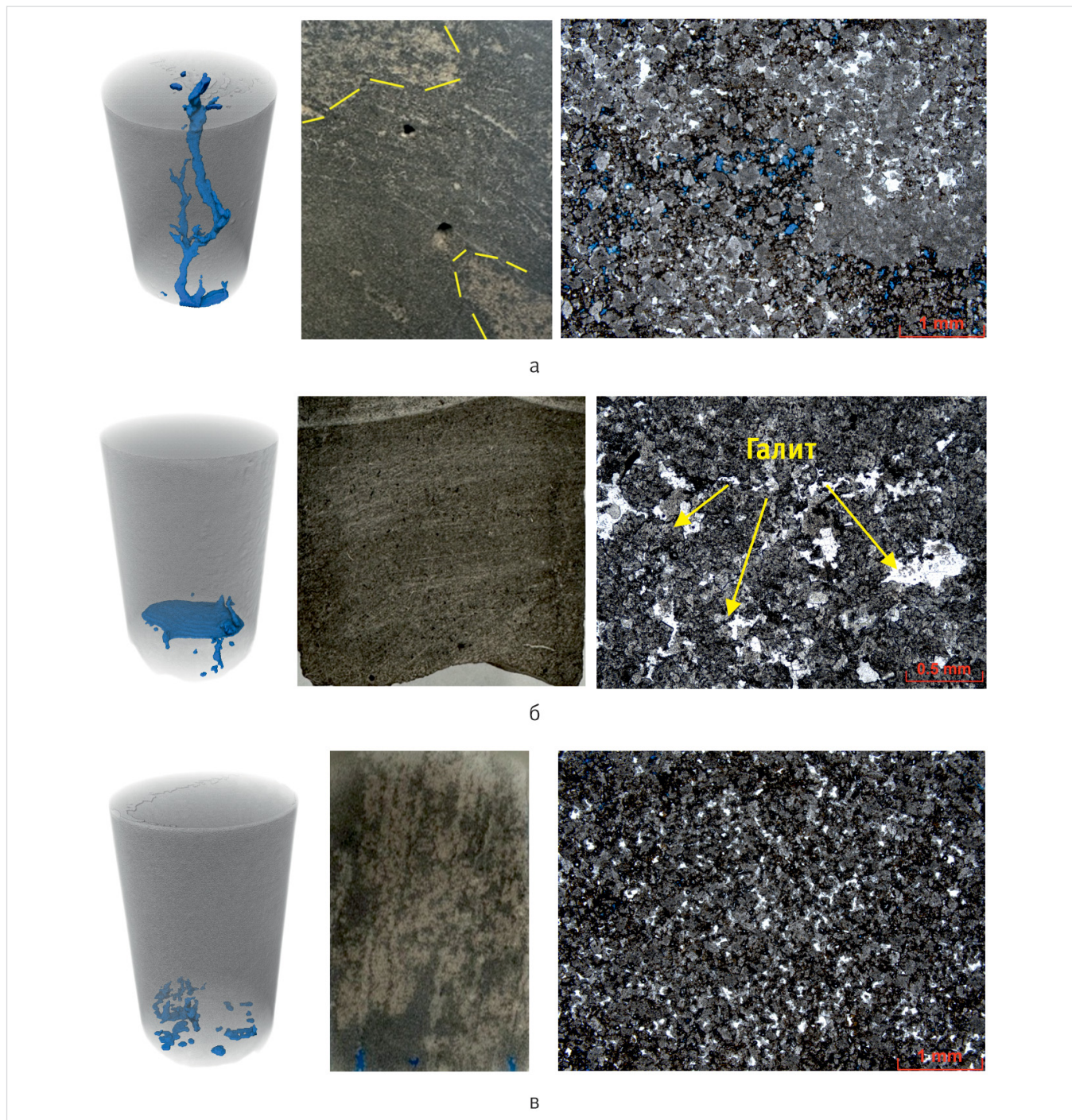


Рис. 4. Фотоизображение образцов доломитов разномзернистых после воздействия кислот: а — образец 15625 — пятнистое распределение зон галитизации; б — образец 15676 — поровое пространство полностью заполнено галитом; в — образец 15623 — подавляющее заполнение пустот галитом

Fig. 4. Pictures of uneven-grained dolomites after exposure to acid: а — core 15625 — spotty distribution of halitization zones; б — core 15676 — the pore space is completely filled with halite; в — core 15623 — the pore space is completely filled with halite

каналы (рис. 5а). В образце 13252 распределение пустот неравномерное, поры микроразмерности распределены по реликтовым участкам межзернового заполнения. Реликты зерен сложены микрокристаллическим доломитом плотной упаковки, проникновение кислоты по таким структурам затруднено. Растворение породы происходит в торцевой части в зоне контакта кислоты и по контуру, сквозная червоточина не формируется (рис. 5б).

Структурная составляющая порового коллектора предполагает гидродинамическое сосредоточение кислотного потока по открытым каналам, микротрещинам и кавернам. В то же время микроканалы зачастую являются недостижимыми для кислотного состава в силу превышения в них капиллярного давления над градиентом возникающего давления его казачки. Нейтрализация кислоты, пропорциональная площади поверхности, в мелких каналах происходит с более высокой скоростью, что не позволяет развивать в них фронт кислотного растворения породы [2].

Итоги

Проведенные исследования показали, что растворение доломитов в низкотемпературных пластах венд-кембрийского возраста является неравномерным, а форма каналов растворения определяется структурой порового пространства, размером пустот, их сообщаемостью, распределением и вторичными изменениями пород (галитизация, сульфатизация и др.).

В изученных породах усть-кутского горизонта Восточной Сибири эффективность воздействия кислотных составов зависит в первую очередь от структуры породы, в меньшей степени от морфологии пустот. В породах

с одинаковыми значениями пористости и проницаемости растворение карбонатных минералов соляной кислотой различно. Межзерновые и межкристаллические поры в зернистых или кристаллических-реликтовозернистых структурах способствуют развитию каналов. Межкристаллические пустоты в кристаллических микривовых доломитах не подвержены воздействию кислоты. Также значительное влияние оказывают вторичные процессы, такие как сульфатизация и засоление, так как приводят к ухудшению пористости и сообщаемости пустот.

Выводы

В результате выполненных исследований можно сделать следующие основные выводы. По данным фильтрационных экспериментов солянокислотная обработка позволяет достигать кратного увеличения проницаемости доломитовых пород усть-кутского горизонта в основных продуктивных литотипах. При этом в пределах одного литотипа возможно как формирование сквозного канала в породе, так и объемное поверхностное растворение, не приводящее к росту проницаемости образцов.

В разномзернистых, кристаллических и микробинальных литотипах усть-кутского горизонта солянокислотное воздействие эффективно при равномерном распределении пористости в породе.

В микропористых кристаллических литотипах и в отсутствии сообщающихся каналов фильтрации солянокислотное воздействие в доломитовых пластах усть-кутского горизонта не приводит к образованию протяженных червоточин, что снижает результативность кислотной обработки.

В галитизированных породах воздействие растворами соляной кислоты с высокой

концентрацией непродуктивно. Для обработки засоленных пород-коллекторов рекомендуется поэтапная обработка скважин, включающая оторочку пресной воды или раствора соляной кислоты низкой концентрации на первом этапе и последующую основную оторочку соляной кислоты высокой концентрации 15–20 % масс.

Литература

1. Лемешко М.Н., Поцелуев А.А., Шалдыбин М.В., Лемешко Д.И. Критерии локального прогноза пород-коллекторов в карбонатных венд-кембрийских отложениях усть-кутского горизонта // Георесурсы. 2017. Т. 19. № 2. С. 122–128.
2. Глушенко В.Н., Силян М.А. Нефтепромысловая химия. Т. 4. Кислотная обработка скважин. М.: Интерконтакт наука, 2010. 703 с.
3. Хамракулов З.А., Азизова У.Х. Кинетика разложения доломита соляной кислотой // Universum: технические науки. 2019. № 7. URL: [https://7universum.com/pdf/tech/7\(64\)/Hamrakulov.pdf](https://7universum.com/pdf/tech/7(64)/Hamrakulov.pdf) (дата обращения: 01.09.2024).
4. Riding R. Microbialites, Stromatolites, and Thrombolites. Encyclopedia of Earth Sciences Series. Springer, Heidelberg, 2011, P. 635–654. (In Eng).
5. Губина Е.А. Венд-нижнекембрийский карбонатный нефтегазовый мегакомплекс непско-ботуобинской нефтегазовой области // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2011. Т. 6. № 4. 9 с.
6. Кострюкова К.В. Фазовый анализ карбонатных пород газоволометрическим методом. Общая и прикладная химия: республиканский межведомственный сборник. Вып. 1. Минск: Вышэйшая школа, 1969. С. 164–172.
7. Черепанова Н.А., Максимова Е.Н., Чертина К.Н. и др. Влияние доломитизации карбонатных пород Восточной Сибири на эффективность кислотного воздействия // Нефтепромысловое дело. 2022. № 10. С. 48–53.
8. Таипов И.А., Имамудинова А.А., Каштанова Л.Е. и др. Повышение эффективности солянокислотных обработок в условиях рифейских отложений Восточной Сибири // Нефтяное хозяйство. 2024. № 1. С. 48–53.
9. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Технологии интенсификации притока к забоям горизонтальных скважин на Юрубчено-Тохомском месторождении // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. 2019. № 2. URL: <https://s.esrae.ru/vsn/pdf/2019/02/39.pdf> (дата обращения: 01.09.2024)
10. Глушенко В.Н., Пташко О.А., Харисов Р.Я., Денисов А.В. Кислотные обработки: составы, механизмы реакций, дизайн. Уфа: АН РБ, Гилем, 2010. 392 с.
11. Торопецкий К.В., Борисов Г.А., Аржанцев В.С. и др. Подбор составов и технологий для проведения работ по обработке призабойной зоны, гидроразрыва пласта и кислотного гидроразрыва пласта на примере месторождений Восточной Сибири // Нефтепромысловое дело. 2018. № 4. С. 31–37.

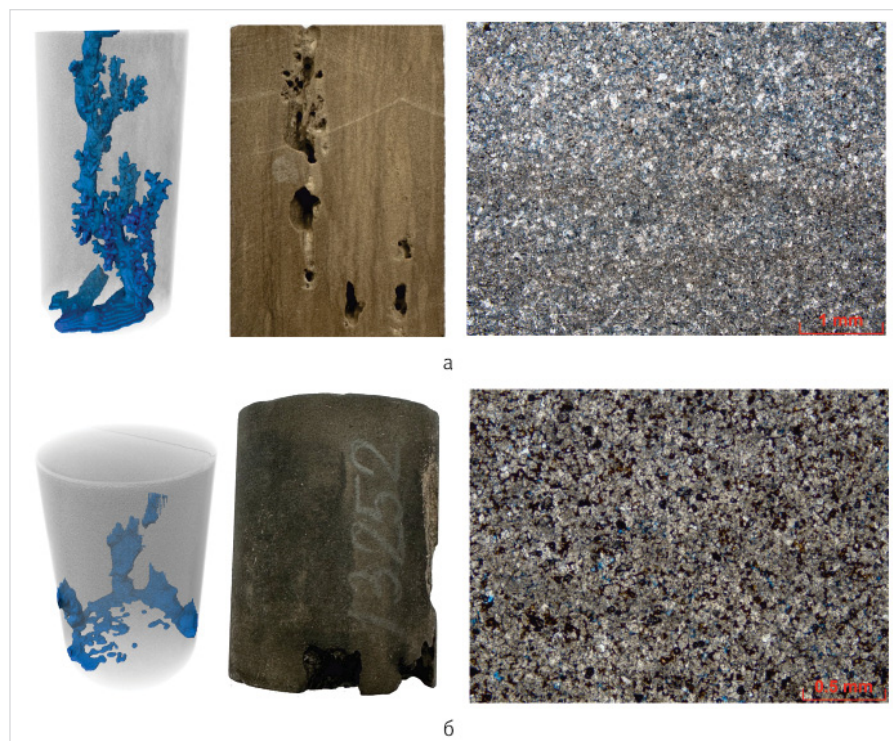


Рис. 5. Фотоизображение образцов доломитов кристаллических с реликтовой зернистой структурой после воздействия кислотой: а — образец 31173 — микропористость, прожилки ЧОВ создают слоистость; б — образец 13252 — пятнистое распределение микропор

Fig. 5. Pictures of crystalline dolomite samples with relict granular texture after acid exposure: a – core 31173 – microporosity, veins of black OM create layering; б – core 13252 – spotty distribution of micropores

Results

The conducted studies have shown that the dissolution of dolomites in low-temperature Vendian-Cambrian formations is uneven, and the shape of the dissolution channels is determined by the pore space structure, the size and communication of voids, and distribution and diagenetic changes in rocks (halitization, sulfatization, etc.).

In the studied rocks of the Ust-Kut Horizon of East Siberia, the performance of acid agents depends primarily on the rock structure and on the morphology of voids to a lesser extent. In rocks with the same porosities and permeabilities, the dissolution of carbonate minerals by hydrochloric acid is unlike. Intergranular and intercrystalline pores in granular or crystalline-relict-granular structures contribute to the development of channels. Intercrystalline voids in crystalline micrite dolomites are unaffected by acids. Secondary mechanisms such as sulfatization and salinization also have a significant impact, as they lead to a deterioration in porosity and communication of voids.

Conclusions

The following main conclusions can be made from the study.

According to the flow experiments, hydrochloric acid treatment makes it

possible to achieve a multiple increase in the permeability of dolomites of the Ust-Kut Horizon in the main productive lithotypes. At the same time, within the same lithotype, both the formation of through-channel in the rock and volumetric surface dissolution is possible, which does not lead to an increase in the rock permeability.

In the uneven-grained, crystalline, and microbial lithotypes of the Ust-Kut Horizon, hydrochloric acid exposure is effective in case of uniform distribution of porosity within the rock.

In microporous crystalline lithotypes and in the absence of communicating flow channels, hydrochloric acid exposure in the dolomite reservoirs of the Ust-Kut horizon does not lead to the formation of extended wormholes, which reduces the performance of acid treatment.

In halitized rocks, exposure to high-concentration hydrochloric acid solutions is ineffective. The recommended treatment of saline reservoir rocks involves phased treatment of wells, including a slug of fresh water or a low-concentration hydrochloric acid solution at the first stage followed by a main slug of high-concentration hydrochloric acid (15–20 % wt).

References

- Lemeshko M.N., Potseluev A.A., Shaldybin M.V., Lemeshko D.I. Criteria for local forecast of reservoir formations in carbonate Vendian-Cambrian deposits of the Ust-Kutskian horizon. *Georesources*, 2017, Vol. 19, issue 2, P. 122–128. (In Russ).
- Glushchenko V.N., Silin M.A. Oilfield chemistry, Vol. 4. Wells acid treatment. Moscow: Interkontakt nauka, 2010, 703 p. (In Russ).
- Khamrakulov Z.A., Azizova U.H. Kinetics of decomposition of dolomite by hydrochloric acid. *Universum: technical sciences: electronic scientific journal*, 2019, issue 7, URL: [https://7universum.com/pdf/tech/7\(64\)/Hamrakulov.pdf](https://7universum.com/pdf/tech/7(64)/Hamrakulov.pdf) (accessed: 01.09.2024). (In Russ).
- Riding R. Microbialites, Stromatolites, and Thrombolites. *Encyclopedia of Earth Sciences Series*. Springer, Heidelberg, 2011, P. 635–654. (In Eng).
- Gubina E.A. Vendian-Lower Cambrian carbonate oil and gas megacomplex, Nepa-Botuoba oil and gas area. *Neftgazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2011, Vol. 6, issue 4, 9 p. (In Russ).
- Kostryukova K.V. Phase analysis of carbonate rocks by the gas-volumetric method. *General and Applied Chemistry: Republican interdepartmental collection*. Vol. 1. Minsk: Vyshejschaya shkola, 1969, P. 164–172. (In Russ).
- Cherepanova N.A., Maksimova E.N., Chertina K.N. et al. Influence of the carbonate rocks dolomitization in the Eastern Siberia on the acid impact efficiency. *Oilfield engineering*, 2022, issue 10, P. 48–53. (In Russ).
- Taipov I.A., Imamutdinova A.A., Kashtanova L.E. et al. Improving the efficiency of hydrochloric acid treatments in the conditions of the Riphean deposits in East Siberia. *Oil Industry*, 2024, issue 1, P. 48–53. (In Russ).
- Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Technologies of intensification of inflow to the directions of horizontal wells on the Yurubcheno-Tokhomskeye field. *Bulletin of Student Science of the Department of Information Systems and Programming*, 2019, issue 2, URL: <https://s.esrae.ru/vsn/pdf/2019/02/39.pdf> (accessed: 01.09.2024). (In Russ).
- Glushchenko V.N., Ptashko O.A., Kharisov R.Ya., Denisov A.V. Acid treatments: compositions, reaction mechanisms, and design. Ufa: AN RB, Gilem, 2010, 392 p. (In Russ).
- Toropetsky K.V., Borisov G.A., Arzhantsev V.S. et al. Selection of compositions and technologies to be used when treating a near-wellbore zone, conducting hydraulic fracturing of a formation and acid hydraulic fracturing of a formation on the example of the Eastern Siberia fields. *Oilfield engineering*, 2018, issue 4, P. 31–37. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Черепанова Наталья Алексеевна, кандидат технических наук, эксперт отдела аналитики и систематизации лабораторных исследований ядра и пластовых флюидов, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: nacherepanova@tnnc.rosneft.ru

Аржиловская Наталья Николаевна, начальник отдела минералогических и петрографических исследований, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Ульянова Алена Витальевна, ведущий специалист лаборатории изучения карбонатных коллекторов, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Кочетов Алексей Валентинович, начальник отдела изучения физики пласта, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Cherepanova Natalia Alekseevna, candidate of technical sciences, expert of the department of core and reservoir fluids analysis and systematization of laboratory studies, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: nacherepanova@tnnc.rosneft.ru

Arzhilovskaya Natalia Nikolaevna, head of the department of mineralogical and petrographic studies, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Ulyanova Alyona Vitalievna, leading specialist of the carbonate reservoir study laboratory, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Kochetov Alexey Valentinovich, head of the reservoir physics department, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia