



УДК 622.276+553.982.239(470.53)

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2020

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ КИСЛОТНЫХ СОСТАВОВ В КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПЕРМСКОГО КРАЯ

В.А. Новиков, Д.А. Мартюшев

Пермский национальный исследовательский политехнический университет (614990, Россия, г. Пермь, Комсомольский проспект, 29)

EXPERIENCE IN ACID TREATMENTS IN CARBONATE DEPOSITS OF PERM REGION FIELDS

Vladimir A. Novikov, Dmitry A. Martyshev

Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation)

Получена / Received: 15.07.2019. Принята / Accepted: 10.01.2020. Опубликовано / Published: 02.03.2020

Ключевые слова:

кислотная обработка, карбонатный коллектор, соляная кислота, кислотный состав, месторождения Пермского края, эффективность кислотных обработок, рентгеномографические испытания, структура пустотного пространства, карбонатность, нерастворимый осадок, успешность кислотных обработок, гидродинамические исследования, коэффициент продуктивности, проницаемость призабойной зоны пласта, проницаемость удаленной зоны пласта.

Кислотные обработки являются одним из наиболее распространенных методов повышения продуктивности добывающих скважин, эксплуатирующих карбонатные отложения. Проведение данного рода мероприятий на нефтяных месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», условно подразделяющихся на Южную, Северную и Ножовскую группы в зависимости от расположения на территории Пермского края, осложняется особенностями геологического строения залежей, различием минералогического состава горных пород и свойств пластовых флюидов. С целью определения наиболее оптимальной рецептуры для кислотного воздействия на карбонатные отложения каждой группы месторождений рассмотрен промысловый опыт применения трех наиболее используемых композиций – ДН-9010, ФЛАКСОКОР-210 и НПС-К. В ходе работы изучены особенности структуры пустотного пространства коллекторов с помощью методов рентгеновской томографии, определен минералогический состав горных пород с помощью карбонатомера КМ-04М, выделена доля успешных мероприятий с каждым из кислотных составов и проведена оценка их эффективности на основании изменения продуктивности скважин и фильтрационных параметров пласта после обработок, полученных при интерпретации материалов гидродинамических исследований. В результате анализа промысловых данных установлено, что количество мероприятий, достигнувших планового прироста дебита нефти, с композициями ФЛАКСОКОР-210 и НПС-К в карбонатных отложениях Южной, Северной и Ножовской групп месторождений несколько превышает количество успешных кислотных обработок составом ДН-9010, что подтверждается данными гидродинамических исследований, где также выделена наибольшая эффективность композиций НПС-К и ФЛАКСОКОР-210 по сравнению с ДН-9010. Наибольшая эффективность кислотного состава НПС-К отмечена на карбонатных залежах Южной и Ножовской групп месторождений, в то время как композиция ФЛАКСОКОР-210 демонстрирует лучшие результаты в отложениях Северной группы месторождений.

Key words:

acid treatment, carbonate reservoir, hydrochloric acid, acid composition, Perm region fields, acid treatment effectiveness, X-ray tomography tests, void space structure, carbonate, insoluble sediment, acid treatment success, well test, productivity coefficient, permeability, bottom-hole formation zone, permeability of the remote zone of the reservoir.

Acid treatments are one of the most common methods used to increase productivity of wells in carbonate deposits. To perform the treatments on oil fields of LUKOIL-PERM LLC, which are subdivided into the South, North and Nozhovskaya groups depending on the location in the Perm region, following complicating factors have to be taken into account: geological structure of the deposits, difference in a mineralogical composition of rocks and properties of reservoir fluids. In order to determine the most relevant formulation for the acid treatment on the carbonate deposits of each group of fields, application of three most used compositions such as DN-9010, FLACSOKOR-210 and NPS-K is reviewed. Structural features of the reservoir void space are studied using X-ray tomography. The mineralogical composition of rocks is determined on the KM-04M carbonate meter, the proportion of successful events with each acid composition was identified, and their effectiveness was estimated based on changes in well productivity and formation filtration parameters after treatments obtained in the interpretation of well test data. As a result of the field data analysis, it was found that the number of measures that reached the planned increase in oil production with FLUXOCOR-210 and NPS-K compositions in the carbonate deposits of the South, North and Nozhovskaya groups of fields slightly exceeds the number of successful acid treatments with DN-9010. That is confirmed by the well test data, which also highlighted the greatest effectiveness of the compositions NPS-K and FLUXOCOR-210 compared to DN-9010. The highest efficiency of the acid composition of NPS-K is noted in the carbonate fields of the South and Nozhovskaya groups of fields, while the composition FLUXOCOR-210 shows the best results in deposits of the Northern group of fields.

Новиков Владимир Андреевич – магистрант кафедры нефтегазовых технологий (тел.: +007 342 219 82 50, e-mail: novikov.vladimir.andr@gmail.com).

Мартюшев Дмитрий Александрович – кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазовых технологий (тел.: +007 342 219 82 50, e-mail: martyshevdm@inbox.ru). Контактное лицо для переписки.

Vladimir A. Novikov – MSc student at the Department of Oil and Gas Technologies (tel.: +007 342 219 82 50, e-mail: novikov.vladimir.andr@gmail.com).

Dmitry A. Martyshev (Author ID in Scopus: 56308102400) – PhD in Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Technologies (tel.: +007 342 219 82 50, e-mail: martyshevdm@inbox.ru). The contact person for correspondence.

Введение

Во всем мире наблюдается тенденция к снижению добычи нефти из терригенных коллекторов, что приводит ко все большему вовлечению в разработку трудноизвлекаемых запасов, сосредоточенных преимущественно в карбонатных отложениях. Для повышения эффективности разработки нефтяных месторождений в данных условиях проводятся различные мероприятия, направленные на увеличение продуктивности добывающих скважин и темпов выработки извлекаемых запасов [1–5]. Одним из наиболее распространенных способов интенсификации притока в карбонатных залежах является проведение кислотных обработок.

Кислотная обработка – это метод интенсификации добычи нефти, основанный на увеличении существующих и создании новых приточных каналов фильтрации за счет растворения горной породы кислотами [6–11].

Карбонатные минералы активно взаимодействуют с большинством неорганических и органических кислот. Для проведения кислотных обработок, как правило, используются растворы соляной кислоты с концентрацией 10–15 мас. %, что связано с ее высокой растворяющей способностью, многообъемным производством и низкой стоимостью [12, 13].

Однако применение чистой соляной кислоты может сопровождаться осложнениями: увеличением скорости коррозии промышленного оборудования, закупоркой призабойной зоны продуктами реакции, образованием стойких нефтяных эмульсий [14–18]. В связи с этим в нефтедобывающей промышленности для проведения кислотных обработок продуктивных пластов распространение получили сложные композиции на основе соляной кислоты с рядом специальных добавок: замедлителей реакции, стабилизаторов, ингибиторов коррозии и растворителей [19, 20].

Выбор оптимального кислотного состава – важнейшая задача при планировании успешных кислотных обработок [21–25]. Положительный результат кислотного

воздействия непосредственно зависит от соответствия подобранной композиции геолого-физическим особенностям залежи, а именно – от термодинамических условий, минералогического состава обрабатываемых горных пород и насыщающих их флюидов [26–30].

В настоящей работе изучен промысловый опыт применения наиболее используемых на территории Пермского края кислотных составов для обработок призабойных зон добывающих скважин с целью увеличения их продуктивности – ДН-9010 (НПП «Девон», г. Казань), ФЛАКСОКОР-210 (АО «Полиэкс», г. Пермь) и НПС-К (ООО «НефтеПром Сервис», г. Пермь) в карбонатных отложениях Южной (верейские, башкирские (башкирско-серпуховские), турнейские залежи), Северной (башкирско-серпуховские, турнейские (турнейско-фаменские) и фаменские залежи) и Ножовской (турнейские залежи) групп месторождений.

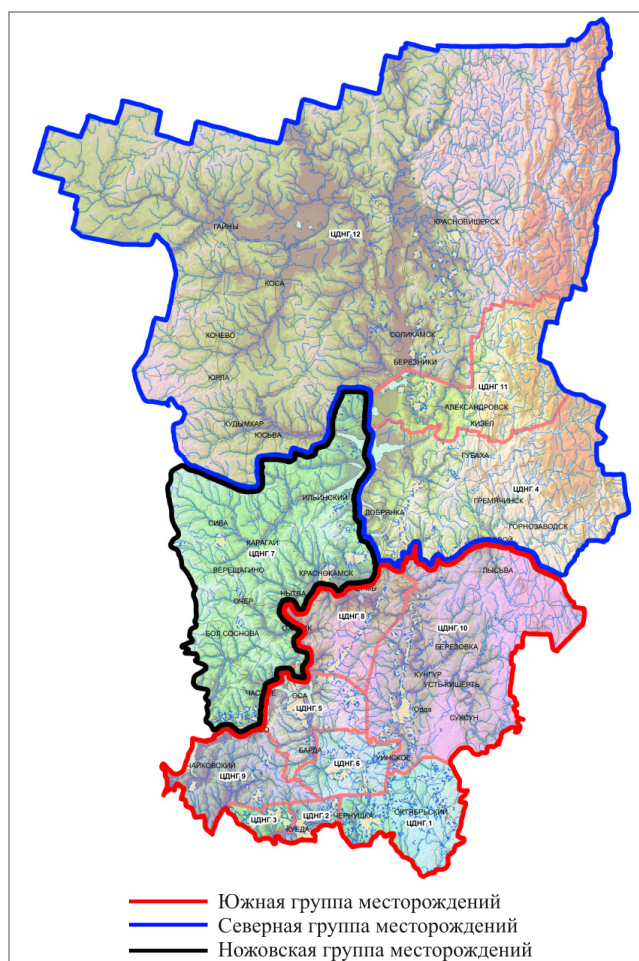


Рис. 1. Границы групп месторождений на карте Пермского края

Геолого-физические особенности карбонатных залежей Пермского края

Большинство нефтяных месторождений Пермского края разрабатывается ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Их можно условно разделить на три крупные группы – Южную, Северную и Ножовскую, границы которых представлены на рис. 1.

Геолого-физическая характеристика карбонатных залежей месторождений Южной (ЮГМ), Северной (СГМ) и Ножовской (НГМ) групп месторождений представлена в табл. 1.

Залежи имеют сложное геологическое строение, отмечаются значительная расчлененность разреза и достаточно низкая проницаемость. Нефти ЮГМ характеризуются повышенной вязкостью, парафинистые, со средним и высоким газосодержанием, СГМ – малой вязкости, парафинистые, с высоким

газосодержанием, НГМ – высокой вязкости, парафинистые, с незначительным газосодержанием.

Карбонатные коллекторы Пермского края обладают различной структурой пустотного пространства [31]. Ее изучение возможно с помощью методов рентгеновской томографии [32–37]. Трехмерные модели структуры пустотного пространства образцов керна представлены на рис. 2.

На основании проведенных исследований установлено, что в южной части региона наблюдается преобладание поровой структуры без выраженных каверн и трещин (см. рис. 2, а). В северной части региона строение пустотного пространства более сложное, выделяются зоны с естественной трещиноватостью и кавернозностью (см. рис. 2, б), микротрещиноватостью (см. рис. 2, в), равномерной (см. рис. 2, г) и неравномерной пористостью (см. рис. 2, д).

Таблица 1

Геолого-физическая характеристика карбонатных залежей ЮГМ, СГМ, НГМ

| Параметр | ЮГМ | | | СГМ | | | НГМ |
|--|-----------------------------|---|-----------------------------|----------------------------------|--|-----------------------------|-----------------------------|
| | C _{2vг} | C _{2b} (C _{2b} -C _{1s}) | C _{1t} | C _{2b} -C _{1s} | C _{1t} (C _{1t} -D _{3fm}) | D _{3fm} | C _{1t} |
| Средняя глубина залегания, м | $\frac{832-1269}{1039}$ | $\frac{853-1500}{1200}$ | $\frac{1327-1816}{1587}$ | $\frac{1267-1853}{1617}$ | $\frac{1603-2270}{1997}$ | $\frac{1997-2001}{1999}$ | $\frac{1390-1685}{1568}$ |
| Начальное пластовое давление, МПа | $\frac{9,8-15,6}{11,4}$ | $\frac{10,2-16,2}{12,3}$ | $\frac{14,0-19,4}{16,6}$ | $\frac{13,7-21,3}{18,1}$ | $\frac{17,2-26,2}{22,7}$ | $\frac{18,2-20,7}{19,5}$ | $\frac{16,3-16,9}{16,6}$ |
| Давление насыщения нефти газом, МПа | $\frac{5,3-9,5}{7,7}$ | $\frac{5,1-12,8}{9,1}$ | $\frac{5,1-15,1}{10,8}$ | $\frac{10,6-17,3}{14,1}$ | $\frac{11,5-16,5}{14,5}$ | $\frac{11,0-14,4}{12,7}$ | $\frac{8,6-12,1}{9,9}$ |
| Газосодержание, м ³ /т | $\frac{9,8-78,5}{33,1}$ | $\frac{9,9-107,0}{40,7}$ | $\frac{15,8-138,0}{73,1}$ | $\frac{44,9-201,3}{102,6}$ | $\frac{63,6-291,6}{134,9}$ | $\frac{141,0-185,6}{163,3}$ | $\frac{6,6-14,4}{9,1}$ |
| Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с | $\frac{2,4-29,9}{9,0}$ | $\frac{1,4-34,7}{13,1}$ | $\frac{1,2-68,9}{11,4}$ | $\frac{0,9-10,9}{2,3}$ | $\frac{0,7-4,0}{1,5}$ | $\frac{1,1-1,3}{1,2}$ | $\frac{38,6-87,5}{63,8}$ |
| Содержание парафина, % | $\frac{2,8-4,9}{3,9}$ | $\frac{2,4-5,4}{3,9}$ | $\frac{1,5-4,6}{3,2}$ | $\frac{2,7-5,4}{4,0}$ | $\frac{3,0-6,0}{4,6}$ | $\frac{3,9-4,6}{4,2}$ | $\frac{1,9-4,0}{3,0}$ |
| Пористость, % | $\frac{13,0-19,0}{15,5}$ | $\frac{12,0-19,0}{14,6}$ | $\frac{10,0-15,0}{12,2}$ | $\frac{10,0-16,0}{12,4}$ | $\frac{8,0-12,0}{9,7}$ | $\frac{9,0-11,0}{10,0}$ | $\frac{14,0-18,0}{15,4}$ |
| Проницаемость, мкм ² | $\frac{0,016-0,438}{0,105}$ | $\frac{0,016-0,497}{0,090}$ | $\frac{0,003-0,655}{0,093}$ | $\frac{0,008-0,078}{0,037}$ | $\frac{0,004-0,117}{0,032}$ | $\frac{0,029-0,039}{0,034}$ | $\frac{0,032-0,706}{0,224}$ |
| Расчлененность, ед. | $\frac{0,5-5,3}{3,4}$ | $\frac{0,2-16,1}{5,4}$ | $\frac{0,4-21,0}{8,1}$ | $\frac{4,1-21,4}{11,7}$ | $\frac{1,8-26,6}{8,3}$ | $\frac{19,8-24,2}{22,0}$ | $\frac{3,6-8,3}{6,2}$ |

Примечание: числитель – диапазон значений показателя, знаменатель – среднее значение.

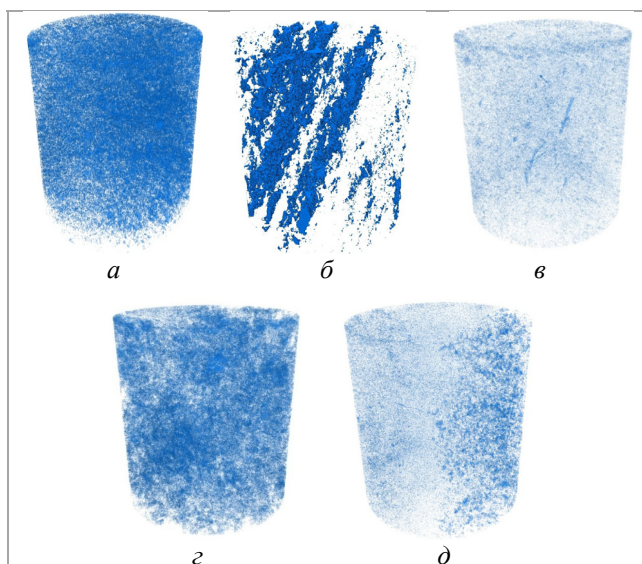


Рис. 2. Структура пустотного пространства карбонатных коллекторов Пермского края: *a* – поровая южной части региона (на примере Осинского месторождения); *б* – трещиноватость и кавернозность (на примере Гагаринского месторождения); *в* – микротрещиноватость (на примере Озерного месторождения); *г* – равномерная пористость (на примере Маговского месторождения); *д* – неравномерная пористость (на примере Уньвинского месторождения)

Карбонатность – важный параметр, непосредственно влияющий на эффективность кислотного воздействия и характеризующий содержание в горной породе солей угольной кислоты, а именно – кальцита и доломита [38]. Для определения содержания карбонатных минералов в составе горных пород ЮГМ и СГМ проведены лабораторные испытания на специальном приборе – карбонатометре КМ-04М (табл. 2). Исследование горных пород турнейского (турнейско-фаменского) и фаменского возраста СГМ и НГМ не проведено в связи с отсутствием образцов. В описаниях керна в составе проектно-технологической документации на разработку месторождений отмечается, что отложения турнейского возраста (на примере Ножовского месторождения) представлены водорослево-комковатыми и органогенно-детритовыми известняками турнейско-фаменского и фаменского возраста (на примере Уньвинского и Гагаринского месторождений) – детритово-комковатыми и обломочными известняками с незначительным содержанием доломита.

Для карбонатных залежей месторождений ЮГМ характерно значительное содержание нерастворимого осадка, представленного

аргиллитами, кварцем и алевролитами, что является фактором, снижающим эффективность кислотных обработок. Карбонатность турнейских отложений в целом выше, чем у башкирских (башкирско-серпуховских) и верейских. В карбонатных отложениях СГМ отмечается высокое содержание кальцита, однако на башкирской залежи Озерного месторождения в составе горной породы преобладает доломит, что осложняет процесс кислотного воздействия [39, 40].

Опыт применения кислотных составов ДН-9010, ФЛАКСОКОР-210 и НПС-К

К исследованию приняты данные по 476 кислотным обработкам составами ДН-9010, ФЛАКСОКОР-210 и НПС-К на верейских, башкирских (башкирско-серпуховских), турнейских (турнейско-фаменских) и фаменских залежах месторождений Пермского края. Состав рассматриваемых кислотных композиций представлен на рис. 3.

Все кислотные рецептуры характеризуются содержанием в своем составе поверхностно-активных веществ (ПАВ), обеспечивающих высокую проникающую способность кислот в продуктивный пласт за счет значительного снижения скорости взаимодействия с горной породой, и эффективных ингибиторов коррозионной активности соляной кислоты, снижающих ее негативное влияние на нефтепромысловое оборудование.

Кислотный состав ДН-9010 применялся на месторождениях Пермского края с 2003 по 2016 г., всего им проведены 224 кислотные обработки. Композиции ФЛАКСОКОР-210 и НПС-К начали использоваться с 2011 и 2014 гг. соответственно и активно применяются по настоящее время. Всего выполнено 136 кислотных обработок составом НПС-К, 116 – ФЛАКСОКОР-210.

Распределение мероприятий с использованием кислотных рецептур на карбонатных залежах ЮГМ, СГМ и НГМ представлено на рис. 4. Значительная часть мероприятий по кислотному воздействию на продуктивные пласты композициями ДН-9010, ФЛАКСОКОР-210 и НПС-К приходится на отложения ЮГМ (55 %) и

СГМ (42 %), преимущественно на башкирские (башкирско-серпуховские) и турнейские (турнейско-фаменские) залежи. На турней-

ских залежах НГМ реализовано лишь 13 кислотных обработок, из которых шесть – составом НПС-К и семь – ДН-9010.

Таблица 2

Результаты определения карбонатности горных пород
нефтяных месторождений Пермского края

| Месторождение | Залежь | Содержание компонента, % | | |
|---------------|-----------------------------------|--------------------------|---------|----------------------|
| | | кальцит | доломит | нерастворимый осадок |
| ЮГМ | | | | |
| Баклановское | C ₂ b | 57,3 | 2,7 | 40,0 |
| Батырбайское | C ₂ b | 56,1 | 2,9 | 41,0 |
| Дороховское | C ₁ t | 96,2 | 0,3 | 3,5 |
| Ильичевское | C ₂ b | 60,3 | 0,1 | 39,6 |
| | C ₂ vr | 89,3 | 0,0 | 10,7 |
| Казаковское | C ₁ t | 84,1 | 5,0 | 10,9 |
| Кокуйское | C ₂ b | 88,8 | 0,0 | 11,2 |
| | C ₁ t | 89,7 | 0,0 | 10,3 |
| Москудьинское | C ₂ vr | 43,6 | 2,3 | 54,1 |
| Осинское | C ₂ b-C ₁ s | 55,2 | 2,5 | 42,3 |
| Павловское | C ₂ b | 87,1 | 4,1 | 8,8 |
| | C ₁ t | 89,8 | 2,8 | 7,4 |
| Сосновское | C ₁ t | 97,9 | 0,0 | 2,1 |
| Чайкинское | C ₁ t | 91,1 | 0,0 | 8,9 |
| Чураковское | C ₂ b | 86,0 | 0,0 | 14,0 |
| | C ₁ t | 85,4 | 0,0 | 14,6 |
| Шумовское | C ₂ b | 52,1 | 2,1 | 45,8 |
| СГМ | | | | |
| Гагаринское | C ₂ b-C ₁ s | 86,5 | 9,2 | 4,2 |
| Маговское | C ₂ b-C ₁ s | 87,1 | 1,3 | 11,6 |
| Озерное | C ₂ b-C ₁ s | 10,8 | 77,1 | 12,1 |
| Сибирское | C ₂ b-C ₁ s | 92,3 | 0,4 | 7,3 |
| Уньвинское | C ₂ b-C ₁ s | 89,5 | 0,7 | 9,8 |
| Юрчукское | C ₂ b-C ₁ s | 93,7 | 1,3 | 5,0 |

| | | |
|--------------------------------|--|--------------------------------|
| ДН-9010 | ФЛАКСОКОР-210 | НПС-К |
| Водный раствор соляной кислоты | Водный раствор соляной кислоты | Водный раствор соляной кислоты |
| Ингибитор коррозии | Ингибитор коррозии | Ингибитор коррозии |
| ПАВ | ПАВ | ПАВ |
| Растворитель | Прочие высокоэффективные целевые добавки | Стабилизатор железа |

Рис. 3. Состав кислотных композиций

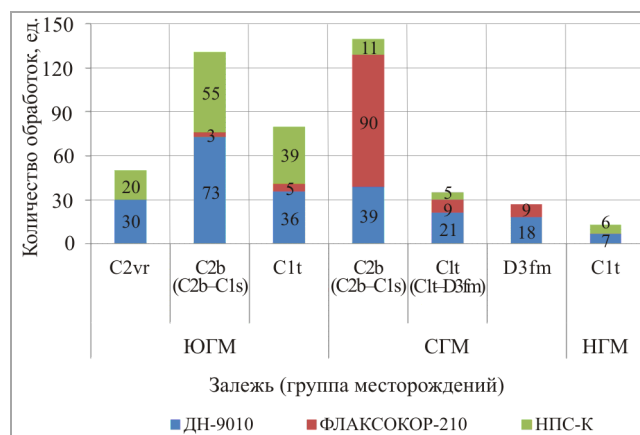


Рис. 4. Распределение обработок разными кислотными составами на карбонатных залежах Пермского края

Диаграмма, характеризующая долю успешных кислотных обработок, т.е. обработок, достигнувших планового прироста дебита нефти, рассматриваемыми составами, представлена на рис. 5. Наименее успешно кислотное воздействие в турнейских залежах НГМ составом ДН-9010 – всего 57 % мероприятий. Применение в этих же условиях состава НПС-К обеспечило достижение проектных приростов для всех проведенных мероприятий (100 %). Кроме того, стоит выделить положительный опыт кислотных обработок композицией ФЛАКСОКОР-210 на залежах СГМ, из которых успешными являются 78–90 % мероприятий.

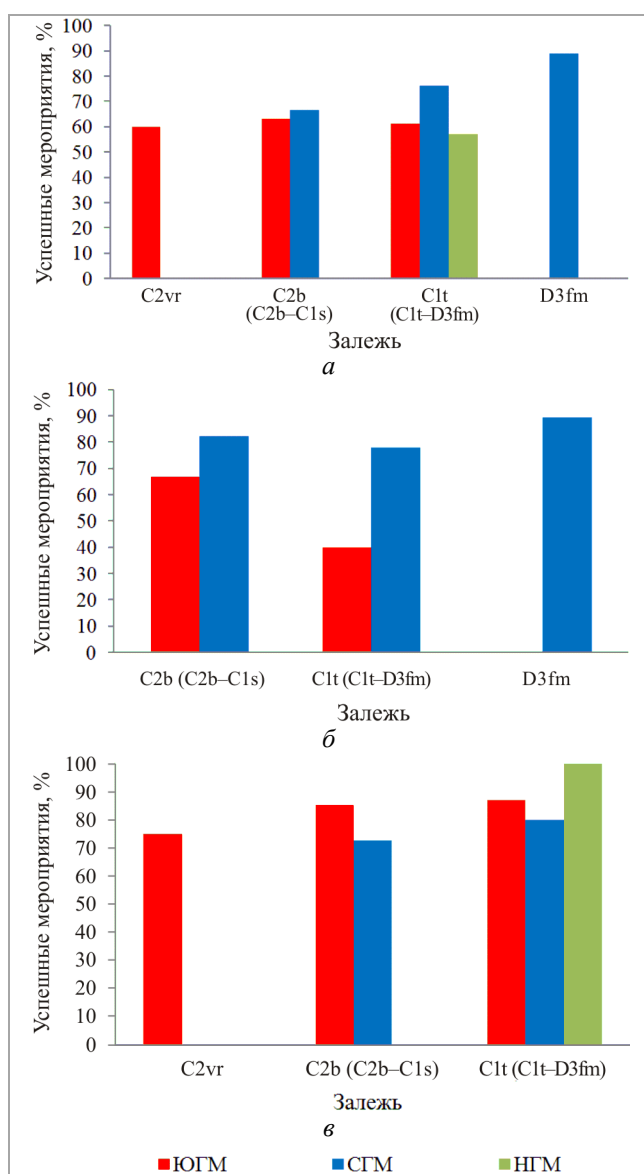


Рис. 5. Успешные кислотные обработки на карбонатных залежах Пермского края: а – ДН-9010; б – ФЛАКСОКОР-210; в – НПС-К

Количество успешных мероприятий композициями НПС-К и ФЛАКСОКОР-210 в целом выше, чем ДН-9010 (до 1,75 раза), что позволяет говорить об их большем соответствии геолого-физическим особенностям сложнопостроенных карбонатных залежей Пермского края.

Оценка эффективности обработок кислотными составами ДН-9010, ФЛАКСОКОР-210 и НПС-К

Для характеристики результатов проведения мероприятий по интенсификации добычи нефти чаще всего используются так называемые показатели технологической эффективности, включающие в себя прирост дебита нефти, дополнительную добычу нефти и продолжительность эффекта [41–43]. Однако для теории и практики разработки нефтяных месторождений большой интерес представляет изучение эффективности проведения мероприятий на основе изменения продуктивности скважин и фильтрационных характеристик пласта [44, 45].

В связи с вышесказанным оценка результатов кислотных обработок, проведенных на скважинах, эксплуатирующих карбонатные залежи Пермского края, выполнена на основе интерпретации материалов гидродинамических исследований. Для этого привлечены все кривые восстановления давления (уровня), полученные на добывающих скважинах незадолго до и после кислотного воздействия: всего 356 исследований, или 178 пар, что, стоит отметить, охватывает лишь 22,2 % проведенных мероприятий рассматриваемыми составами на ЮГМ, 56,4 % – на СГМ, 46,2 % – на НГМ. Интерпретация данных гидродинамических исследований выполнена с помощью программного продукта KAPPA Workstation (модуль Saphir NL), метода детерминированных моментов давления и интегрального метода Г.И. Баренблатта, Ю.П. Борисова, С.Г. Каменецкого, А.П. Крылова [46]. Установлено, что результаты кислотных обработок достаточно сильно отличаются в зависимости от применяемой композиции (табл. 3–5).

Таблица 3

Изменение коэффициента продуктивности скважин после кислотной обработки

| Залежь | ЮГМ | | СГМ | | НГМ | |
|---|--------------------------|----------------------------|--------------------------|----------------------------|--------------------------|----------------------------|
| | Количество операций, ед. | $K_{пб}/K_{пн}$, доли ед. | Количество операций, ед. | $K_{пб}/K_{пн}$, доли ед. | Количество операций, ед. | $K_{пб}/K_{пн}$, доли ед. |
| ДН-9010 | | | | | | |
| C _{2vr} | 4 | $\frac{1,03-2,60}{1,71}$ | – | – | – | – |
| C _{2b} (C _{2b} –C _{1s}) | 15 | $\frac{0,08-5,17}{2,20}$ | 13 | $\frac{0,59-5,64}{2,47}$ | – | – |
| C _{1t} (C _{1t} –D _{3fm}) | 7 | $\frac{0,60-4,19}{1,83}$ | 10 | $\frac{0,37-8,91}{2,14}$ | 3 | $\frac{0,49-2,97}{1,65}$ |
| D _{3fm} | – | – | 13 | $\frac{0,09-13,90}{3,00}$ | – | – |
| ФЛАКСОКОР-210 | | | | | | |
| C _{2b} (C _{2b} –C _{1s}) | – | – | 64 | $\frac{0,37-23,31}{2,35}$ | – | – |
| C _{1t} (C _{1t} –D _{3fm}) | 3 | $\frac{0,43-1,32}{0,76}$ | 6 | $\frac{0,49-10,80}{3,33}$ | – | – |
| D _{3fm} | – | – | 5 | $\frac{0,34-13,03}{3,32}$ | – | – |
| НПС-К | | | | | | |
| C _{2vr} | 7 | $\frac{1,00-13,40}{5,22}$ | – | – | – | – |
| C _{2b} (C _{2b} –C _{1s}) | 7 | $\frac{0,57-7,84}{2,42}$ | 3 | $\frac{0,82-4,38}{2,88}$ | – | – |
| C _{1t} (C _{1t} –D _{3fm}) | 15 | $\frac{0,44-7,05}{2,03}$ | – | – | 3 | $\frac{5,12-30,55}{15,52}$ |

Примечание: $K_{пб}$, $K_{пн}$ – коэффициенты продуктивности после и до кислотной обработки; $K_{пб}/K_{пн}$ – изменение коэффициента продуктивности в результате кислотной обработки (числитель – диапазон значений показателя, знаменатель – среднее значение).

Для определения изменения продуктивности скважин после воздействия (см. табл. 3) вычислены значения пластовых давлений до и после мероприятия методом произведения [47]. Максимальное увеличение коэффициента продуктивности после кислотных обработок составом ДН-9010 отмечается на фаменской залежи СГМ (в среднем в 3 раза на основании 13 пар исследований), ФЛАКСОКОР-210 – на турнейских и турнейско-фаменских залежах СГМ (в 3,3 раза), НПС-К – на турнейской залежи НГМ (в 15,5 раза). Снижение продуктивности скважин наблюдается в турнейских отложениях ЮГМ после применения композиции

ФЛАКСОКОР-210 (в 1,3 раза), что может быть обусловлено влиянием целого ряда факторов, о которых будет сказано в дальнейшем.

По данным сравнительного анализа результатов интерпретации материалов гидродинамических исследований, помимо изменения проницаемости ПЗП (табл. 4), выявлен факт изменения проницаемости удаленной зоны пласта (табл. 5). Существует несколько вероятных причин данного явления: кислотный состав растворяет кальцит в залеченных им трещинах, вследствие чего вовлекаются ранее недренируемые участки залежи по площади и (или) по разрезу, а также глубоко проникает.

Таблица 4

Изменение коэффициента проницаемости ПЗП после кислотной обработки

| Залежь | ЮГМ | | СГМ | | НГМ | |
|---|--------------------------|----------------------------------|--------------------------|----------------------------------|--------------------------|----------------------------------|
| | Количество операций, ед. | $K_{ПЗП_2}/K_{ПЗП_1}$, доли ед. | Количество операций, ед. | $K_{ПЗП_2}/K_{ПЗП_1}$, доли ед. | Количество операций, ед. | $K_{ПЗП_2}/K_{ПЗП_1}$, доли ед. |
| ДН-9010 | | | | | | |
| C _{2vr} | 4 | $\frac{0,69-2,56}{1,83}$ | – | – | – | – |
| C _{2b} (C _{2b} –C _{1s}) | 15 | $\frac{0,06-5,61}{2,28}$ | 13 | $\frac{0,60-5,16}{2,62}$ | – | – |
| C _{1t} (C _{1t} –D _{3fm}) | 7 | $\frac{0,75-10,66}{3,00}$ | 10 | $\frac{0,37-8,99}{2,95}$ | 3 | $\frac{2,50-8,35}{5,43}$ |
| D _{3fm} | – | – | 13 | $\frac{0,09-14,33}{3,34}$ | – | – |
| ФЛАКСОКОР-210 | | | | | | |
| C _{2b} (C _{2b} –C _{1s}) | – | – | 64 | $\frac{0,16-27,02}{3,19}$ | – | – |
| C _{1t} (C _{1t} –D _{3fm}) | 3 | $\frac{0,28-0,52}{0,37}$ | 6 | $\frac{0,16-53,75}{11,02}$ | – | – |
| D _{3fm} | – | – | 5 | $\frac{0,19-10,15}{2,52}$ | – | – |
| НПС-К | | | | | | |
| C _{2vr} | 7 | $\frac{0,84-13,26}{5,81}$ | – | – | – | – |
| C _{2b} (C _{2b} –C _{1s}) | 7 | $\frac{0,23-13,75}{3,44}$ | 3 | $\frac{0,98-14,6}{7,90}$ | – | – |
| C _{1t} (C _{1t} –D _{3fm}) | 15 | $\frac{0,39-8,57}{2,06}$ | – | – | 3 | $\frac{3,58-20,59}{10,40}$ |

Примечание: $K_{ПЗП_2}$, $K_{ПЗП_1}$ – коэффициенты проницаемости ПЗП после и до кислотной обработки; $K_{ПЗП_2}/K_{ПЗП_1}$ – изменение проницаемости ПЗП в результате кислотной обработки (числитель – диапазон значений показателя, знаменатель – среднее значение).

В рамках данной работы представляется возможной лишь констатация факта изменения проницаемости УЗП без выделения конкретных факторов, его обусловивших.

На карбонатных залежах ЮГМ и НГМ после проведения кислотных обработок наибольшее увеличение проницаемости ПЗП наблюдается после применения композиции НПС-К – в 2,1–5,8 и 10,4 раза соответственно. Для СГМ большей эффективностью характеризуется кислотный состав ФЛАКСОКОР-210, обработки которым увеличивают проницаемость ПЗП

в 2,5–11,0 раз. Применение данного состава в турнейских отложениях ЮГМ приводит к снижению проницаемости ПЗП в среднем в 2,7 раза на основании трех пар исследований.

Композиция НПС-К наиболее эффективно увеличивает проницаемость УЗП в условиях карбонатных отложений ЮГМ и НГМ – в 1,6–5,7 и 9,3 раза соответственно, а ФЛАКСОКОР-210 – СГМ, за исключением фаменских залежей, где отмечается снижение проницаемости УЗП в 1,2 раза на основании пяти пар исследований.

Таблица 5

Изменение коэффициента проницаемости УЗП после кислотной обработки

| Залежь | ЮГМ | | СГМ | | НГМ | |
|---|--------------------------|----------------------------------|--------------------------|----------------------------------|--------------------------|----------------------------------|
| | Количество операций, ед. | $K_{уЗП_2}/K_{уЗП_1}$, доли ед. | Количество операций, ед. | $K_{уЗП_2}/K_{уЗП_1}$, доли ед. | Количество операций, ед. | $K_{уЗП_2}/K_{уЗП_1}$, доли ед. |
| ДН-9010 | | | | | | |
| C _{2vr} | 4 | $\frac{0,99-3,11}{2,09}$ | – | – | – | – |
| C _{2b} (C _{2b} –C _{1s}) | 15 | $\frac{0,02-14,57}{3,05}$ | 13 | $\frac{0,55-3,80}{1,56}$ | – | – |
| C _{1t} (C _{1t} –D _{3fm}) | 7 | $\frac{0,19-3,36}{1,22}$ | 10 | $\frac{0,52-9,50}{3,12}$ | 3 | $\frac{0,41-5,03}{2,73}$ |
| D _{3fm} | – | – | 13 | $\frac{0,10-20,50}{4,92}$ | – | – |
| ФЛАКСОКОР-210 | | | | | | |
| C _{2b} (C _{2b} –C _{1s}) | – | – | 64 | $\frac{0,12-28,7}{3,07}$ | – | – |
| C _{1t} (C _{1t} –D _{3fm}) | 3 | $\frac{0,25-0,93}{0,57}$ | 6 | $\frac{0,05-51,7}{10,68}$ | – | – |
| D _{3fm} | – | – | 5 | $\frac{0,15-2,15}{0,86}$ | – | – |
| НПС-К | | | | | | |
| C _{2vr} | 7 | $\frac{0,32-23,83}{5,67}$ | – | – | – | – |
| C _{2b} (C _{2b} –C _{1s}) | 7 | $\frac{0,24-3,25}{1,62}$ | 3 | $\frac{0,44-2,61}{1,45}$ | – | – |
| C _{1t} (C _{1t} –D _{3fm}) | 15 | $\frac{0,11-7,58}{1,99}$ | – | – | 3 | $\frac{3,07-23,99}{9,31}$ |

Примечание: $K_{уЗП_2}$, $K_{уЗП_1}$ – коэффициенты проницаемости УЗП после и до кислотной обработки; $K_{уЗП_2}/K_{уЗП_1}$ – изменение проницаемости УЗП в результате кислотной обработки (числитель – диапазон значений показателя, знаменатель – среднее значение).

Как отмечалось ранее, после кислотных обработок карбонатных залежей ЮГМ составом ФЛАКСОКОР-210 происходит снижение фильтрационных характеристик как призабойной, так и удаленной зон пласта и, как следствие, продуктивности скважин. Причиной этого может быть фильтрация жидкости глушения в пласт, кольматация коллектора продуктами реакции кислоты с горной породой, несовместимость кислотного состава с пластовыми флюидами, что приводит к закупорке пор высоковязкими нефтяными эмульсиями или твердыми осадками,

выпадающими из пластовых вод. Для выделения конкретных факторов, повлекших снижение фильтрационных характеристик, необходимым представляется проведение комплекса исследований, включающих в себя испытания как в свободном объеме, так и фильтрационные на керне с моделированием термодинамических условий продуктивных пластов и насыщением образцов реальными пластовыми флюидами.

По результатам анализа изменения продуктивности скважин, проницаемости ПЗП и УЗП после кислотных обработок

исследуемыми составами можно выделить несколько большую эффективность композиций НПС-К и ФЛАКСОКОР-210 по сравнению с ДН-9010. Кислотный состав НПС-К демонстрирует лучшие результаты в карбонатных отложениях ЮГМ и НГМ, ФЛАКСОКОР-210 – СГМ.

Помимо рассмотренных кислотных составов, следует обратить внимание на достаточно новую и перспективную композицию НПС-К1 (ООО «НефтеПром Сервис», г. Пермь), позволяющую проводить обработки без постановки бригады капитального ремонта на скважину за счет значительно сниженной скорости коррозии, тем самым снижая себестоимость мероприятия. Кислотный состав НПС-К1 представляет собой углеводородную эмульсию обратного типа, в которой дисперсионной средой являются жидкие углеводороды, а дисперсионной фазой – соляная кислота. При контакте с пластовой нефтью эмульсия распадается на углеводородную и кислотную фазы, при этом углеводородная фаза очищает призабойную зону от отложений парафина, а кислотная фаза вступает в реакцию непосредственно с горной породой, тем самым увеличивая проницаемость коллектора. Малое количество обработок кислотным составом НПС-К1 на карбонатных отложениях Пермского края (всего 10 мероприятий в верейских, башкирских и турнейских залежах ЮГМ и НГМ с конца 2017 г.) в настоящий момент не позволяет провести детальный анализ его эффективности.

Выводы

1. Карбонатные залежи Пермского края характеризуются сложным геологическим строением, разнообразной структурой пустотного пространства и компонентным составом горных пород.

2. Проведение кислотных обработок в карбонатных коллекторах осложняется их низкой проницаемостью, значительным содержанием нерастворимых минералов (Южная группа месторождений), повышенной доломитизацией и естественной трещиноватостью и кавернозностью (Северная группа

месторождений) пород-коллекторов, а также высокой вязкостью пластовой нефти (Ножовская группа месторождений).

3. Количество мероприятий по кислотному воздействию, достигнувших планового прироста дебита нефти, композициями ФЛАКСОКОР-210 и НПС-К превышает количество успешных обработок составом ДН-9010.

4. По результатам анализа изменения продуктивности скважин, проницаемости призабойной и удаленной зон пласта после кислотных обработок также можно выделить несколько большую эффективность композиций НПС-К и ФЛАКСОКОР-210 по сравнению с ДН-9010. Кислотный состав НПС-К демонстрирует лучшие результаты в карбонатных отложениях Южной и Ножовской групп месторождений, ФЛАКСОКОР-210 – Северной группы месторождений.

5. После накопления достаточного опыта применения кислотного состава НПС-К1 на месторождениях Пермского края следует провести анализ его эффективности аналогично рассмотренным в настоящей работе композициям ДН-9010, ФЛАКСОКОР-210 и НПС-К.

Библиографический список

1. Анализ эффективности геолого-технических мероприятий / Р.Р. Рамазанов, К.А. Харламов, И.И. Летко, Р.А. Марценюк // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 6. – С. 62–65. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-6-62-65

2. Иктисанов В.А., Сахабутдинов Р.З. Оценка технологической эффективности методов интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи при помощи анализа динамики добычи // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 5. – С. 72–76. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-5-72-76

3. Борхович С.Ю., Пчельников И.В., Натаров А.Л. Формирование критериев подбора скважин для проведения геолого-технических мероприятий // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 4. – С. 80–83. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-4-80-83

4. Распопов А.В., Новокрещенных Д.В. Анализ результатов применения методов интенсификации на карбонатных коллекторах

месторождений Пермского края // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – № 10. – С. 73–82. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.10.7

5. Зейгман Ю.В., Сергеев В.В., Аюпов Р.Р. Классификация физико-химических методов интенсификации добычи нефти по механизму воздействия на пластовую систему // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 1. – С. 50–53.

6. Новокрещенных Д.В., Распопов А.В. Эффективность реализации технологии радиального бурения и матричных кислотных обработок карбонатных коллекторов месторождений Пермского края // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 4. – С. 118–121.

7. Мордвинов В.А. Механизм воздействия соляно-кислотных растворов на карбонатный коллектор // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 1. – С. 44–46.

8. Определение оптимальной скорости закачки кислотных составов по результатам исследований на кернах / Г.П. Хижняк, И.Н. Пономарева, А.М. Амиров, В.Н. Глущенко // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 6. – С. 52–54.

9. Закиров Т.Р., Никифоров А.И. Моделирование кислотного воздействия на нефтяные пласты при заводнении // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 6. – С. 62–65.

10. Modeling and simulation of wormhole formation during acidization of fractured carbonate rocks / P. Liu, J. Yao, G.D. Couples, J. Ma // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – Vol. 154. – P. 284–301. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.04.040

11. Towards a better understanding of wormhole propagation in carbonate rocks: linear vs. radial acid injection / X. Qiu, G. Aidagulov, M. Ghommem, E. Edelman // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – Vol. 171. – P. 570–583. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.07.075

12. К вопросу выбора технологии кислотного воздействия для интенсификации добычи нефти / Ю.В. Зейгман, А.В. Лысенков, В.В. Мухаметшин, Ш.Х. Султанов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 6. – С. 44–50.

13. Исследование кислотного воздействия с применением потокоотклонителей на карбонатные коллекторы месторождения имени Р. Требса / С.А. Вахрушев, А.Е. Фоломеев, Ю.А. Котенев, Р.М. Набиуллин // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 4. – С. 112–117.

14. Системный подход к кислотным обработкам призабойных зон скважин / И.М. Насибуллин, Л.А. Корнильцев, Г.И. Васясин, Б.А. Баймашев // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 2. – С. 21–26.

15. Shirazi M.M., Ayatollahi S., Ghotbi C. Damage evaluation of acid-oil emulsion and asphaltic sludge formation caused by acidizing of asphaltenic oil reservoir // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – Vol. 174. – P. 880–890. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.11.051

16. Location and magnitude of formation damage due to iron precipitation during acidizing carbonate rocks / A.I. Assem, H.T. Kumar, H.A. Nasr-El-Din, C.A. De Wolf // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – Vol. 179. – P. 337–354. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.04.073

17. Ituen E., Mkpene V., Dan E. Surface protection of steel in oil well acidizing fluids using L-theanine-based corrosion inhibitor formulations: experimental and theoretical evaluation // Surfaces and Interfaces. – 2019. – Vol. 16. – P. 29–42. DOI: 10.1016/j.surfin.2019.04.006

18. Finšgar M., Jackson J. Application of corrosion inhibitors for steels in acidic media for the oil and gas industry: a review // Corrosion Science. – 2014. – Vol. 86. – P. 17–41. DOI: 10.1016/j.corsci.2014.04.044

19. Глущенко В.Н. Функциональная роль ПАВ в кислотных составах // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – № 2. – С. 27–35.

20. Prospective acid microemulsions development for matrix acidizing petroleum reservoirs / R.T.R. Carvalho, P.F. Oliveira, L.C.M. Palermo, A.A.G. Ferreira // Fuel. – 2019. – Vol. 238. – P. 75–85. DOI: 10.1016/j.fuel.2018.10.003

21. Комплексный подход к разработке дизайна кислотных обработок скважин месторождения им. Р. Требса / А.Е. Фоломеев, С.А. Вахрушев, А.Р. Шарифуллин, Л.Е. Ленченкова // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 8. – С. 72–75.

22. Комплексный подход к выбору оптимального кислотного состава для стимуляции скважин в карбонатных коллекторах / Р.Я. Харисов, А.Е. Фоломеев, Г.Т. Булгакова, А.Г. Телин // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 2. – С. 78–82.
23. Фоломеев А.Е., Вахрушев А.С., Михайлов А.Г. Об оптимизации кислотных составов для применения в геолого-технологических условиях месторождений ОАО АНК «Башнефть» // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 11. – С. 108–112.
24. Совершенствование технологии кислотных обработок / А.А. Хакимов, Р.И. Саттаров, А.В. Качурин, А.В. Акимкин // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 3. – С. 54–55.
25. Garrouch A.A., Jennings A.R. A contemporary approach to carbonate matrix acidizing // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2017. – Vol. 158. – P. 129–143. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.08.045
26. Насибулин И.М., Мисолина Н.А., Баймашев Н.А. Современные представления о влиянии геологических факторов, определяющих процесс взаимодействия кислотных растворов с карбонатной породой // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 3. – С. 56–61.
27. Одинцова Ю.В. Влияние фильтрационно-емкостных свойств и пластовых условий на эффективность кислотных обработок карбонатного пласта // Газовая промышленность. – 2012. – № 6. – С. 38–40.
28. Анализ факторов, влияющих на эффективность соляно-кислотных обработок / Н.Г. Ибрагимов, Р.Г. Заббаров, А.М. Даминов, Р.А. Козихин // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 1. – С. 70–71.
29. Karimi M., Shirazi M.M., Ayatollahi S. Investigating the effects of rock and fluid properties in Iranian carbonate matrix acidizing during pre-flush stage // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. – Vol. 166. – P. 121–130. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.03.002
30. Modelling temperature-influenced acidizing process in fractured carbonate rocks / G. Ma, Y. Chen, Y. Jin, H. Wang // *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*. – 2018. – Vol. 105. – P. 73–84. DOI: 10.1016/j.ijrmms.2018.03.019
31. Мартюшев Д.А. Лабораторные исследования кислотных составов для обработки коллекторов, характеризующихся различной карбонатностью и структурой пустотного пространства горных пород // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329, № 4. – С. 6–12.
32. Традиционные и прецизионные методы изучения порового пространства нефтеносных коллекторов / Р.Х. Сунгатуллин, Р.Р. Исламова, Р.И. Кадыров, Г.М. Сунгатуллина // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 11. – С. 89–91. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-11-89-91
33. Определение остаточной водонасыщенности пород-коллекторов методом рентгеновской томографии / И.В. Язынина, Е.В. Шеляго, А.А. Абросимов, Н.Е. Грачев // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 3. – С. 38–42. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-3-38-42
34. X-ray microtomography of hydrochloric acid propagation in carbonate rocks / A.C. Machado, T.J.L. Oliveira, F.B. Cruz, R.T. Lopes // *Applied Radiation and Isotopes*. – 2015. – Vol. 96. – P. 129–134. DOI: 10.1016/j.apradiso.2014.10.027
35. Numerical simulation and X-ray imaging validation of wormhole propagation during acid core-flood experiments in a carbonate gas reservoir / A. Safari, M.M. Dowlatabad, A. Hassani, F. Rashidi // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2016. – Vol. 30. – P. 539–547. DOI: 10.1016/j.jngse.2016.02.036
36. Carbonate acidizing: modeling, analysis, and characterization of wormhole formation and propagation / M. Ghommem, W. Zhao, S. Dyer, X. Qiu // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2015. – Vol. 131. – P. 18–33. DOI: 10.1016/j.petrol.2015.04.021
37. Porous media investigation before and after hydrochloric acid injection on a pre-salt carbonate coquinas sample / A.C. Machado, A.P. Teles, A. Pepin, N. Bize-Forest // *Applied Radiation and Isotopes*. – 2016. – Vol. 110. – P. 160–163. DOI: 10.1016/j.apradiso.2016.01.005
38. Dong K., Zhu D., Hill A.D. The role of temperature on optimal conditions in dolomite acidizing: an experimental study and its applications // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. – Vol. 165. – P. 736–742. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.03.018

39. An experimental study on acid-rock reaction kinetics using dolomite in carbonate acidizing / H. Yoo, Y. Kim, W. Lee, J. Lee // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. – Vol. 168. – P. 478–494. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.05.041

40. Zhang K., Zhu X.K., Yan B. A refined dissolution method for rare earth element studies of bulk carbonate rock // *Chemical Geology*. – 2015. – Vol. 412. – P. 82–91. DOI: 10.1016/j.chemgeo.2015.07.027

41. Захарян А.Г., Мусин Р.М., Цимич М. Анализ эффективности физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пластов на объектах ОАО «НК «Роснефть» // *Нефтяное хозяйство*. – 2015. – № 8. – С. 58–59.

42. Ибрагимов Н.Г., Мусабиринов М.Х., Яртиева А.Ф. Опыт промышленной реализации импортозамещающих технологий интенсификации добычи нефти в ПАО «Татнефть» // *Нефтяное хозяйство*. – 2015. – № 8. – С. 86–89.

43. Выявление критериев успешного применения соляно-кислотных обработок по пластам окского надгоризонта Сорочинско-Никольского месторождения / В.В. Фирсов, М.А. Кузнецов, А.Ю. Попов, Д.К. Сагитов // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. – 2011. – № 2. – С. 70–76.

44. Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н. Исследование особенностей выработки запасов трещинно-поровых коллекторов с использованием данных гидродинамических исследований скважин // *Нефтяное хозяйство*. – 2017. – № 10. – С. 102–104. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-10-102-104

45. Черепанов С.С., Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н. Оценка фильтрационно-емкостных свойств трещиноватых карбонатных коллекторов месторождений Предуралья Краевого прогиба // *Нефтяное хозяйство*. – 2013. – № 3. – С. 62–65.

46. Пономарева И.Н. К обработке кривых восстановления давления низкопродуктивных скважин // *Нефтяное хозяйство*. – 2010. – № 6. – С. 78–79.

47. Ерофеев А.А., Пономарева И.Н., Мординов В.А. К определению пластового давления при гидродинамических исследованиях скважин в карбонатных коллекторах //

Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 4. – С. 98–100.

References

1. Ramazanov R.R., Kharlamov K.A., Letko I.I., Martseniuk R.A. Analiz effektivnosti geologo-tehnicheskikh meropriyatii [Efficiency analysis of geological and technical measures]. *Oil Industry*, 2019, no. 6, pp.62-65. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-6-62-65

2. Iktisanov V.A., Sakhabutdinov R.Z. Otsenka tekhnologicheskoi effektivnosti metodov intensivatsii dobychi nefiti i uvelicheniia nefteotdachi pri pomoshchi analiza dinamiki dobychi [Evaluation of effectiveness of EOR and bottomhole treatment technologies using rate transient analysis]. *Oil industry*, 2019, no.5, pp.72-76. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-5-72-76

3. Borkhovich S.Iu., Pchel'nikov I.V., Natarov A.L. Formirovanie kriteriev podbora skvazhin dlia provedeniia geologo-tehnicheskikh meropriyatii [Developing criteria of wells selection for geological and engineering operations]. *Oil industry*, 2018, no.4, pp.80-83. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-4-80-83

4. Raspopov A.V., Novokreshchennykh D.V. Analiz rezul'tatov primeneniya metodov intensivatsii na karbonatnykh kollektorakh mestorozhdenij Permskogo kraia [Results analysis of intensification methods application in carbonate reservoirs of Perm region fields]. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2014, no.10. pp.73-82. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.10.7

5. Zeigman Iu.V., Sergeev V.V., Ayupov R.R. Klassifikatsiia fiziko-khimicheskikh metodov intensivatsii dobychi nefiti po mekhanizmu vozdeistviia na plastovuiu sistemu [Classification of physico-chemical methods applied to stimulate oil production according with their effect on a formation system]. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2017, no.1, pp.50-53.

6. Novokreshchennykh D.V., Raspopov A.V. Effektivnost' realizatsii tekhnologii radial'nogo bureniia i matrichnykh kislotnykh obrabotok karbonatnykh kollektorov mestorozhdenii Permskogo kraia [Efficiency of radial drilling and acidizing technologies in carbonate

reservoirs of Perm Region]. *Oil industry*, 2016, no.4, pp.118-121.

7. Mordvinov V.A. Mekhanizm vozdeistviia solianokislotnykh rastvorov na karbonatnyi kollektor [The influence mechanism of hydrochlorid-acid solutions on a carbonate collector]. *Oil industry*, 2011, no.1, pp.44-46.

8. Khizhnyak G.P., Ponomareva I.N., Amirov A.M., Glushchenko V.N. Opredelenie optimal'noi skorosti zakachki kislotnykh sostavov po rezul'tatam issledovaniia na kernakh [Determination of the optimal rate of injection acid compositions on the results of research on the core samples]. *Oil industry*, 2014, no.6, pp.52-54.

9. Zakirov T.R., Nikiforov A.I. Modelirovanie kislotnogo vozdeistviia na neftiane plasty pri zavodnenii [Modeling acid impact in water flooding oil reservoir]. *Oil industry*, 2012, no.6, pp.62-65.

10. Liu P., Yao J., Couples G.D., Ma J. et. al. Modeling and simulation of wormhole formation during acidization of fractured carbonate rocks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol.154, pp.284-301. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.04.040

11. Qiu X., Aidagulov G., Ghommem M., Edelman E. et. al. Towards a better understanding of wormhole propagation in carbonate rocks: linear vs. radial acid injection. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol.171, pp.570-583. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.07.075

12. Zeigman Iu.V., Lysenkov A.V., Mukhametshin V.V., Sultanov Sh.Kh. et. al. K voprosu vybora tekhnologii kislotnogo vozdeistviia dlia intensivatsii dobychi nefti [Some aspects of an acidizing technology choice to enhance oil production]. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2017, no. 6, pp. 44-50.

13. Vakhrushev S.A., Folomeev A.E., Kotenev Iu.A., Nabiullin R.M. Issledovanie kislotnogo vozdeistviia s primeneniem potokootklonitelei na karbonatnye kollektory mestorozhdeniia imeni R. Trebsa [Acid treatment with diverting on carbonate reservoirs of R. Trebs oil field]. *Oil industry*, 2016, no.4, pp.112-117.

14. Nasibulin I.M., Kornil'tsev L.A., Vasiasin G.I., Baimashev B.A. Sistemnyi podkhod k

kislotnym obrabotkam prizaboinykh zon skvazhin [System approach to acid treatment of wellbore zones]. *Oilfield engineering*. 2009, no.2, pp.21-26.

15. Shirazi M.M., Ayatollahi S., Ghotbi C. Damage evaluation of acid-oil emulsion and asphaltic sludge formation caused by acidizing of asphaltenic oil reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol.174, pp.880-890. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.11.051

16. Assem A.I., Kumar H.T., Nasr-El-Din H.A., De Wolf C.A. Location and magnitude of formation damage due to iron precipitation during acidizing carbonate rocks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol.179, pp. 337-354. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.04.073

17. Ituen E., Mkpene V., Dan E. Surface protection of steel in oil well acidizing fluids using L-theanine-based corrosion inhibitor formulations: experimental and theoretical evaluation. *Surfaces and Interfaces*, 2019, vol.16, pp.29-42. DOI: 10.1016/j.surfin.2019.04.006

18. Finšgar M., Jackson J. Application of corrosion inhibitors for steels in acidic media for the oil and gas industry: a review. *Corrosion Science*, 2014, vol.86, pp.17-41. DOI: 10.1016/j.corsci.2014.04.044

19. Glushchenko V.N. Funktsional'naia rol' PAV v kislotnykh sostavakh [The functional role of surfactants in acid compositions]. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2008, no.2, pp.27-35.

20. Carvalho R.T.R., Oliveira P.F., Palermo L.C.M., Ferreira A.A.G. et. al. Prospective acid microemulsions development for matrix acidizing petroleum reservoirs. *Fuel*, 2019, vol.238, pp.75-85. DOI: 10.1016/j.fuel.2018.10.003

21. Folomeev A.E., Vakhrushev S.A., Sharifullin A.R., Lenchenkova L.E. et. al. Kompleksnyi podkhod k razrabotke dizaina kislotnykh obrabotok skvazhin mestorozhdeniia im. R. Trebsa [Integrated approach to well acidizing design on R. Trebs oil field (Timan-Pechora Basin)]. *Oil industry*, 2014, no.8, pp.72-75.

22. Kharisov R.Ia., Folomeev A.E., Bulgakova G.T., Telin A.G. Kompleksnyi podkhod

k vyboru optimal'nogo kislotnogo sostava dlia stimulatsii skvazhin v karbonatnykh kollektorakh [The complex approach to the choice of the optimum acid composition for well stimulation in carbonate]. *Oil industry*, 2011, no.2, pp.78-82.

23. Folomeev A.E., Vakhrushev A.S., Mikhailov A.G. Ob optimizatsii kislotnykh sostavov dlia primeneniia v geologotekhnologicheskikh usloviakh mestorozhdenii OAO ANK "Bashneft" [On the optimization of acid compositions for geotechnical conditions of oilfields of Bashneft JSOC]. *Oil industry*, 2013, no.11, pp.108-112.

24. Khakimov A.A., Sattarov R.I., Kachurin A.V., Akimkin A.V. Sovershenstvovanie tekhnologii kislotnykh obrabotok [Acid treatment technological advancement]. *Oil industry*, 2012, no.3, pp.54-55.

25. Garrouch A.A., Jennings A.R. A contemporary approach to carbonate matrix acidizing. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol.158, pp.129-143. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.08.045

26. Nasibulin I.M., Misolina N.A., Baimashev N.A. Sovremennye predstavleniia o vliianii geologicheskikh faktorov, opredeliushchikh protsess vzaimodeistviia kislotnykh rastvorov s karbonatnoi porodoi [Modern ideas about the influence of geological factors that determine the process of interaction of acidic solutions with carbonate rock]. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2011, no.3, pp.56-61.

27. Odintsova Iu.V. Vliianie fil'tratsionno-emkostnykh svoistv i plastovykh uslovii na effektivnost' kislotnykh obrabotok karbonatnogo plasta [Influence of reservoir properties and reservoir conditions on the efficiency of acid treatments of the carbonate reservoir]. *GAS Industry of Russia*, 2012, no.6, pp.38-40.

28. Ibragimov N.G., Zabbarov R.G., Daminov A.M., Kozikhin R.A. Analiz faktorov, vliiaushchikh na effektivnost' solianokislotnykh obrabotok [Analysis of factors influencing the efficiency of hydrochloric acid treatments]. *Oil Industry*, 2014, no.1, pp.70-71.

29. Karimi M., Shirazi M.M., Ayatollahi S. Investigating the effects of rock and fluid properties in Iranian carbonate matrix acidizing

during pre-flush stage. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol.166, pp.121-130. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.03.002

30. Ma G., Chen Y., Jin Y., Wang H. Modelling temperature-influenced acidizing process in fractured carbonate rocks. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2018, vol.105, pp.73-84. DOI: 10.1016/j.ijrmms.2018.03.019

31. Martyushev D.A. Laboratornye issledovaniia kislotnykh sostavov dlia obrabotki kollektorov, kharakterizuiushchikhsia razlichnoi karbonatnost'iu i strukturoi pustotnogo prostranstva gornykh porod [Laboratory studies of acid compositions for treating reservoir, characterized by various carbonate content and void structure of rocks]. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2018, vol.329, iss.4, pp.6-12.

32. Sungatullin R.Kh., Islamova R.R., Kadyrov R.I., Sungatullina G.M. Traditsionnye i pretsizionnye metody izucheniia porovogo prostranstva neftenosnykh kollektorov [Traditional and precision methods for studying porous space of oil-bearing formation]. *Oil industry*, 2017, no.11, pp.89-91. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-11-89-91

33. Iazynina I.V., Sheliago E.V., Abrosimov A.A., Grachev N.E. et. al. Opredelenie ostatochnoi vodonasyshchennosti porod-kollektorov metodom rentgenovskoi tomografii [Determination of reservoir rock residual water using X-ray computed microtomography]. *Oil Industry*, 2018, no.3, pp.38-42. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-3-38-42

34. Machado A.C., Oliveira T.J.L., Cruz F.B., Lopes R.T. et. al. X-ray microtomograph of hydrochloric acid propagation in carbonate rocks. *Applied Radiation and Isotopes*, 2015, vol.96, pp.129-134. DOI: 10.1016/j.apradiso.2014.10.027

35. Safari A., Dowlatabad M.M., Hassani A., Rashidi F. Numerical simulation and X-ray imaging validation of wormhole propagation during acid core-flood experiments in a carbonate gas reservoir. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016, vol.30, pp.539-547. DOI: 10.1016/j.jngse.2016.02.036

36. Ghommam M., Zhao W., Dyer S., Qiu X. et. al. Carbonate acidizing: modeling, analysis, and characterization of wormhole formation and

propagation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2015, vol.131, pp.18-33. DOI: 10.1016/j.petrol.2015.04.021

37. Machado A.C., Teles A.P., Pepin A., Bize-Forest N. et. al. Porous media investigation before and after hydrochloric acid injection on a pre-salt carbonate coquinas sample. *Applied Radiation and Isotopes*, 2016, vol.110, pp.160-163. DOI: 10.1016/j.apradiso.2016.01.005

38. Dong K., Zhu D., Hill A.D. The role of temperature on optimal conditions in dolomite acidizing: an experimental study and its applications. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol.165, pp.736-742. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.03.018

39. Yoo H., Kim Y., Lee W., Lee J. An experimental study on acid-rock reaction kinetics using dolomite in carbonate acidizing. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol.168, pp.478-494. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.05.041

40. Zhang K., Zhu X.K., Yan B. A refined dissolution method for rare earth element studies of bulk carbonate rock. *Chemical Geology*, 2015, vol.412, pp.82-91. DOI: 10.1016/j.chemgeo.2015.07.027

41. Zakharian A.G., Musin R.M., Cimic M. Analiz effektivnosti fiziko khimicheskikh metodov uvelicheniia nefteotdachi plastov na obktakh OAO "NK Rosneft" [Analyzing the efficiency of chemical EOR methods for oil fields developing by Rosneft Oil Company]. *Oil industry*, 2015, no.8, pp.58-59.

42. Ibragimov N.G., Musabirov M.Kh., Iartiev A.F. Opyt promyshlennoi realizatsii import-zameshchaiushchikh tekhnologii intensivifikatsii dobychi nefiti v PAO "Tatneft" [Tatnefts experience in commercialization of import-substituting

well stimulation technologies]. *Oil industry*, 2015, no.8, pp.86-89.

43. Firsov V.V., Kuznetsov M.A., Popov A.Iu., Sagitov D.K. Vyiavlenie kriteriev uspehnogo primeneniia soliano-kislotnykh obrabotok po plastam okskogo nadgorizonta Sorochinsko-Nikol'skogo mestorozhdeniia [Revealing criteria of successful application of hydrochloric acid treatment of the oksky up-horizon layers of Sorochinsko-Nikolsky field]. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2011, no.2, pp.70-76.

44. Martyushev D.A., Ponomareva I.N. Issledovanie osobennosti vyrabotki zapasov treshchinno-porovykh kollektorov s ispolzovaniem dannykh gidrodinamicheskikh issledovaniiskvazhin [Researching features of development of fractured porous reservoirs reserves using well-test data]. *Oil industry*, 2017, no.10, pp.102-104. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-10-102-104

45. Cherepanov S.S., Martyushev D.A., Ponomareva I.N. Otsenka fil'tracionno-emkostnykh svoistv treshchinovatykh karbonatnykh kollektorov mestorozhdenii Preduralskogo kraevogo progiba [Evaluation of filtration-capacitive properties of fractured carbonate reservoir of Predural'skogo edge deflection]. *Oil industry*, 2013, no.3, pp.62-65.

46. Ponomareva I.N. K obrabotke krivykh vosstanovleniia davleniia nizkoproduktivnykh skvazhin [For processing of recovery curves of pressure of low-productive wells]. *Oil industry*, 2010, no.6, pp.78-79.

47. Erofeev A.A., Ponomareva I.N., Mordvinov V.A. K opredeleniiu plastovogo davleniia pri gidrodinamicheskikh issledovaniiaikh skvazhin v karbonatnykh kollektorakh [To definition of reservoir pressure at hydrodynamic researches of wells of the carbonate collector]. *Oil industry*, 2013, no.4, pp.98-100.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Новиков В.А., Мартюшев Д.А. Опыт применения кислотных составов в карбонатных отложениях нефтяных месторождений Пермского края // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2020. – Т.20, №1. – С.72–87. DOI: 10.15593/2224-9923/2020.1.7

Please cite this article in English as:

Novikov V.A., Martyushev D.A. Experience in acid treatments in carbonate deposits of Perm Region fields. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2020, vol.20, no.1, pp.72-87. DOI: 10.15593/2224-9923/2020.1.7