



УДК 622.245
Обзор / Review
© ПНИПУ / PNRPU, 2021



Технологии обработки призабойных зон скважин на месторождениях Западной Сибири

А.В. Лосева, Д.Г. Петраков

Санкт-Петербургский горный университет (Россия, г. Санкт-Петербург, 21-я линия Васильевского острова, 2)

Technologies for Bottomhole Zone Treatment in the Western Siberia Fields

Anastasia V. Loseva, Dmitry G. Petrakov

Saint Petersburg Mining University (2, 21-line of Vasilyevsky Island, St. Petersburg, Russian Federation)

Получена / Received: 08.04.2021. Принята / Accepted: 30.07.2021. Опубликовано / Published: 01.10.2021

Ключевые слова:

кислотная обработка, эффективность, продуктивность, кислотные композиции, призабойная зона пласта, фильтрация, проницаемость, терригенный коллектор, фильтрационно-емкостные свойства, соляно-кислотная обработка, глино-кислотная обработка.

Степень эффективности разработки нефтяных месторождений Западной Сибири в большей степени зависит от состояния призабойной зоны пласта добывающих и нагнетательных скважин. Вследствие выпада различных продуктов реакции, после ввода химических реагентов в процессе разработки снижаются фильтрационные параметры и проницаемость призабойной зоны пласта. На сегодняшний день применяются различные технологии обработки для восстановления фильтрационных характеристик призабойной зоны, одна из которых – кислотная обработка. Темп развития нефтегазовой индустрии за последние годы ведет к тому, что такие методы интенсификации притока, как гидроразрыв пласта или кислотные обработки, используются при освоении и вводе скважин в эксплуатацию. Кислотная обработка все чаще применяется при вводе добывающих скважин в эксплуатацию после бурения или глушения при проведении ремонтных работ. Несмотря на то что кислотные обработки применяются в нефтегазовой промышленности очень давно, всех проблем, возникающих при их проведении, так и не удалось избежать в полной мере. Данная обработка является одной из наиболее эффективных, широко применяемой, а также относительно недорогим методом увеличения продуктивности добывающих скважин или восстановления приемистости нагнетательных.

В связи с этим изучены методы кислотной обработки на двух месторождениях и осуществлен анализ эффективности данного метода.

Для поставленной цели работы были решены следующие задачи: проведен анализ геолого-промысловых данных по месторождениям; выполнен анализ текущего состояния разработки месторождений; проанализирован процесс проведения кислотных обработок на основании отечественного и зарубежного опыта для выбора технологических и технических параметров с учетом конкретных условий; оценена эффективность применения кислотных обработок на месторождениях.

Keywords:

acid treatment, efficacy, capacity, acid compositions, bottomhole formation zone, filtration, permeability, terrigenous reservoir, reservoir properties, hydrochloric acid treatment, clay-acid treatment.

The degree of oil field development efficiency in Western Siberia largely depends on the state of the bottomhole formation zone of production and injection wells. Due to the dropout of various reaction products, after the introduction of chemical reagents, filtration parameters and permeability of the bottomhole formation zone decrease during the development process. Today, various processing technologies are used to restore the filtration characteristics of the bottomhole zone, one of which is acid treatment. The pace of the oil and gas industry development in recent years leads to the fact that such stimulation methods as hydraulic fracturing or acid treatment are used in the development and commissioning of wells. Acidizing is increasingly being used to bring production wells into production after drilling or killing during workovers. Despite the fact that acid treatments have been used in the oil and gas industry for a very long time, all the problems that arise during their implementation have not been fully resolved. This treatment is one of the most effective, widely used and relatively inexpensive method of increasing the productivity of production wells or restoring the injectivity of injection wells.

In this regard, the methods of acid treatment at two fields have been studied and an analysis of their performance has been carried out.

For the target goal, the following tasks were solved: geological and production data for fields analysed; current state of fields development analyzed; acid treatment process analyzed on the basis of domestic and foreign experience for the selection of technological and process parameters taking into account specific conditions; efficacy of acid treatment at fields analyzed.

Лосева Анастасия Владиславовна – аспирант (тел.: +007 (981) 893 21 96, e-mail: nastyalosyash@gmail.com). Контактное лицо для переписки.

Петраков Дмитрий Геннадьевич – проректор по образовательной деятельности, доцент (тел.: +007 (812) 328 84 22, e-mail: Petrakov_DG@pers.spmi.ru).

Anastasia V. Loseva – graduate student (tel.: +007 (981) 893 21 96, e-mail: nastyalosyash@gmail.com). The contact person for correspondence.

Dmitry G. Petrakov (Author ID in Scopus: 57015158900) – Provost for Educational Activities, Associate Professor (tel.: +007 (812) 328 84 22, e-mail: Petrakov_DG@pers.spmi.ru).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Лосева А.В., Петраков Д.Г. Технологии обработки призабойных зон скважин на месторождениях Западной Сибири // Недропользование. – 2021. – Т.21, №4. – С.176–181. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.4.5

Please cite this article in English as:

Loseva A.V., Petrakov D.G. Technologies for bottomhole zone treatment in the Western Siberia fields. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2021, vol.21, no.4, pp.176-181. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.4.5

Введение

Таблица 1

Степень эффективности разработки нефтяных месторождений Западной Сибири в большей степени зависит от состояния призабойной зоны пласта (ПЗП) добывающих и нагнетательных скважин. Вследствие выпада различных продуктов реакции, после ввода химических реагентов, увеличения водонасыщенности горных пород и снижения фазовой проницаемости для нефти, в процессе разработки снижаются фильтрационные параметры и проницаемость ПЗП. На сегодняшний день, многокомпонентные технологии обработки применяются для восстановления фильтрационно-емкостных характеристик призабойной зоны коллекторов с высокой водоудерживающей способностью, развитой удельной поверхностью порового пространства и глинистостью [1–5]. Но, из-за значительного содержания карбонатных соединений, при воздействии соляно-кислотного раствора может возникнуть образование вторичных осадков, снижение фазовой проницаемости нефти и формирование в поровых каналах устойчивого водного барьера.

В связи с этим необходима разработка комплексного подхода и методов воздействия на призабойную зону пласта, которые являются многофакторными процессами. Их положительная результативность определяется тщательностью и точностью определения свойств объекта воздействия (пласт – скважина), а также состоянием ПЗП и скважины в целом.

Приоритетное направление данной работы связано с изучением и разработкой эффективной технологии с усовершенствованием технических средств, которые, в свою очередь, обеспечивают восстановление продуктивности скважин с декольматацией призабойной зоны и обоснованием выбора эффективных химических композиций. При разработке пластов Нижнеартовского свода и подобных залежей Западной Сибири внедрение комплексной технологии, включающей в себя физико-химическое воздействие на ПЗП, является актуальной.

Методика исследований

Кислотная обработка – это процесс закачивания раствора кислоты в продуктивный пласт с целью удаления повреждений ПЗП, а также для расширения существующих каналов или создания новых. В данной процедуре интенсификация [6] дебита нефти происходит из-за повышения эффективного радиуса скважин. При закачивании кислоты выше давления разрыва пласта кислотная обработка называется кислотным гидроразрывом пласта (ГРП), если ниже давления разрыва – матричной кислотной обработкой [7].

Три фактора способствуют ухудшению дебита скважины: низкая проницаемость продуктивного пласта, сужение ствола скважины из-за повреждения призабойной зоны и неэффективная механическая система [8]. Кислотная обработка может использоваться как оптимальный метод восстановления дебита скважин, если причиной ухудшения дебита скважин является повреждение призабойной зоны.

Оптимальным кандидатом для проведения кислотной обработки будет являться, во-первых, скважина с проницаемостью пласта выше 10 мД, во-вторых, проницаемость которого в пристволенной или приперфорационной зоне была снижена твердыми закупорками [9].

Для эффективности кислотного воздействия необходимо «правильно» вводить кислотный раствор с «правильным» количеством кислоты. Кислотный раствор должен полностью вступать в контакт со всеми каналами призабойной зоны скважины и трещинами, где он должен оказать свое действие. Во избежание снижения прочности пласта необходимо закачивать определенное количество кислотного раствора для полного растворения всей части кольматирующего материала и части структурных материалов, но, кроме того, при закачке должно рассматриваться коррозионное влияние кислотного раствора на используемое оборудование [10].

Химические реагенты для применения кислотной обработки

Для улучшения свойств кислотных растворов необходимо добавление химических присадок [11, 12]. В свою очередь, чтобы повысить проникающие способности жидкости по

Виды ингибиторов и их способность снижения коррозионной активности

Ингибитор	Количество, %	Снижение коррозионной активности, кол-во раз
Формалин	0,6	7–8
Уникол ПБ-5	0,25–0,5	30–42
Катапин А	0,025	45
Додикор	0,5	До 300
Азол (СІ-130)	1	До 50

отношению к породе пласта, снизить возможность выпадения осадков и коррозионную активность по отношению к металлу, необходимо использование добавок, описанных ниже.

Ингибитор – вещество, которое снижает коррозионное влияние кислоты на оборудование, с помощью которого происходит транспортировка, перекачка и хранение кислоты. Обычно в состав добавляется 1 % от объема кислоты.

Механизм работы ингибиторов следующий: ингибиторы анодного действия работают на анодных участках металла, а ингибиторы катодного действия – на катодных [13]. Виды ингибиторов представлены в табл. 1.

Скорость потока, соотношение объема кислоты и площади поверхности металла, температура, концентрация ингибитора, концентрация и тип добавки к кислоте, концентрация и тип кислоты, тип металла и давления – являются факторами, которые оказывают непосредственное влияние на эффективность ингибитора [13].

Интенсификаторы – поверхностно-активные вещества, снижающие в 3–5 раз поверхностное натяжение на границе нефти и нейтрализации кислоты.

Интенсификаторы используются для понижения поверхностного натяжения кислотного состава при вступлении во взаимодействие с породой, облегчения обратного оттока продуктов реакции после обработки и повышения глубины проникновения и эффективности действия кислотного раствора.

Проникновение кислотного раствора в микроскопические поры породы облегчается при наличии ПАВ [14]. Это является необходимостью при обработке плотных пород и при очистке забоя скважины от оставшихся частиц цемента или твердых отложений. ПАВ облегчают отделение воды от породы и процесс проникновения кислоты сквозь нефтяные пленки, которые покрывают поверхность породы и выстилают поверхность, что, в свою очередь, дает возможность кислоте вступить в контакт с породой для ее растворения.

Есть некоторая группа ингибиторов (катапин А, катамин А, мервелан К), которые также выполняют роль интенсификаторов, в качестве интенсификаторов могут быть использованы ПАВ (ОП-10, ОП-7) [15].

Для обработки нагнетательных скважин на начальной стадии разработки и при переводе скважин используют следующий перечень неионогенных гидрофилизующих ПАВ:

- 1) неонол СНО ЗБ (1–2 %);
- 2) превовел (1–2 %);
- 3) нефтенол ВВД (1–2 %);
- 4) сульфанол (0,5 %).

На третьей и четвертой стадии разработки месторождений рекомендуется использовать в качестве ПАВ гидрофобизирующие материалы [16], такие как:

- 1) синол КАМ (1,5 %) – ограничен по температуре применения (80 °С);
- 2) ИВВ-1 (до 2 %);
- 3) нефтенол ГФ (до 2 %);
- 4) нефтенол К (до 3 %).

Гидрофобизаторы, в свою очередь, облегчают фильтрацию кислоты в нефтенасыщенных пропластках, снижают ее проникновение в водонасыщенную часть пласта, что впоследствии приводит к удерживанию интенсивной проработки водонасыщенных каналов и ускорению проникновения по ним воды к нефтяным скважинам.

Стабилизаторы – это вещества, которые необходимы для удержания некоторых продуктов реакции и соединений железа, присутствующих в соляной кислоте в растворенном состоянии.

Данные вещества значительно понижают скорость взаимодействия соляной кислоты с карбонатной составляющей породы, по этой причине проникновение

кислотных растворов увеличивается. Для продавочных жидкостей в качестве стабилизаторов используют:

- 1) нефтенол ВВД (2 %);
- 2) неонол СНО 3Б (2 %);
- 3) анионоактивный сульфанол (1 %);
- 4) нефтенол ГФ (2 %);
- 5) синол КАМ (1 %).

Технологии кислотных обработок в карбонатных коллекторах

Соляная кислота применяется в широком диапазоне концентрации. При температуре до 60 °С концентрация соляной кислоты колеблется от 6 до 24 %, а при более высоких значениях температуры в основном используют кислоту с более высокой концентрацией из-за того, что часть кислоты находится в недиссоциированном виде – скорость реакции этих кислот будет ниже, чем у менее концентрированных [17].

Используется применение вспененных кислот [18], достоинствами этого метода обработок являются:

1. Малое количество расхода закачивания жидкости в пласт, что, в свою очередь, уменьшает риск загрязнения ПЗП.
2. Большая вязкость пенокислоты, которая обеспечивает более глубокое проникновение кислоты в пласт.
3. Низкая плотность состава пенокислоты, которая способствует легкому осваиванию скважины.
4. Пенокислота более интенсивно вымывает загрязнения в ПЗП из-за того, что твердая фаза загрязнения хорошо выносится пеной.

В качестве газовой фазы для пен применяется азот. Она образуется за счет смешивания азота и обработанной пенообразующим агентом кислоты. Объемное содержание в пене азота определяет ее качество, которое регулируется скоростями подачи газовой и жидкой фазы.

Применение кислотных эмульсий [19]. Высоковязкими составами, повышающими охват воздействия по толщине пласта, являются эмульсии. Их проникающая способность может определять степень дисперсности, ограничивая область применения вследствие повышенной вязкости.

В проектом институте ТатНИПИнефть был разработан состав нефтестиллятной [20] гидрофобной эмульсии, которая получила широкое применение на локациях Западной Сибири, Удмуртии и Татарстана. Данная обратная эмульсия обладает следующими соотношениями:

- углеводородная / водная фаза – 50/50;
- углеводороды в дисперсной среде «нефть / дистиллят» – 50/50.

Концентрация ПАВ – эмульгатора «ЭС – 2» – 1–1,5 %.

Применение гелированных и загущенных кислот имеет предназначение для увеличения глубины проникновения растворов в низкопроницаемые пласты. При применении загущенных или гелированных кислотных систем отсутствуют промежуточные стадии закачки нейтрального геля, также загущение кислоты устраняет кислотную утечку в высокопроницаемые части пласта и трещины [21].

При использовании ксантанового полимера как загустителя сокращается и упрощается процесс очистки ПЗП [22], и это позволяет образовать устойчивые высоковязкие гели кислотных растворов для вариативных пластовых условий. Например, 15%-ный раствор соляной кислоты был хорошо загущен ксантановым полимером и сохранил свои свойства при увеличении температурного значения до 100 °С [23, 24].

Технологии кислотных обработок в терригенных коллекторах

Наличие полевого шпата, глины, кварца и т.д. вызывает загрязнение пласта терригенного коллектора [25]. Для удаления этих загрязнений используют обработку грязевой кислотой, которая является смесью соляной и фтористоводородной кислоты, в различных концентрациях, не превышающих 12 %мас. для HCl и 3 %мас. для HF соответственно [26].

Образование многочисленных продуктов реакции при увеличении показателя pH (по мере расходования кислоты), которые могут выпадать как нерастворимые и малорастворимые осадки, и есть отличительная особенность плавиковой кислоты [13]. При образовании соляной и фтористоводородной смеси уровень pH выводится на необходимый интервал, не превышающий значения pH = 2 [23].

К лишнему расходованию средств и влиянию на общую стехиометрию приводят побочные реакции, которые происходят при контакте силикатов с плавиковой кислотой.

Растворяющая способность может быть интерпретирована как способ выражения стехиометрии [27]. Данная способность – количество минерала, которое может быть растворено определенным количеством кислоты (масса/объем). Первоначально перед измерением растворяющей способности определяется гравиметрическая растворяющая способность, которая представляет собой массу минерала, растворяемую определенной массой кислоты, и рассчитывается по формуле

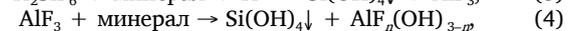
$$\beta = \frac{v_{\text{мин}} MW_{\text{мин}}}{v_{\text{мин}} MW_{\text{мин}}}, \quad (1)$$

где β – гравиметрическая растворяющая способность кислоты; v – стехиометрические коэффициенты реакции взаимодействия минерала и кислоты; MW – молекулярные массы минерала и кислоты.

$$X = \beta \frac{\rho_{\text{раствора к-ты}}}{\rho_{\text{минерала}}}, \quad (2)$$

где X – объемная растворяющая способность; ρ – плотности минерала и кислоты; β – растворяющая способность для плавиковой кислоты [13].

Вызванные различными факторами побочные реакции, которые возникают в процессе кислотного воздействия [28, 29] на породу, имеют свойство обуславливать вторичное и третичное осадкообразование. К примеру, при первичной реакции, происходящей в области ПЗП, образуются алюминий и фторид кремния (3), при вторичных реакциях – взаимодействие гексафторкремниевой кислоты с породами, которые протекают медленнее первичной реакции. А третичные реакции, в свою очередь, являются реакцией минералов с фторидом алюминия (4), которые впоследствии образуются в комплексы алюминия и силикагель. Из-за быстрой скорости вторичных и третичных реакций при высокой пластовой температуре кислотные обработки терригенных пород могут завершиться отрицательно (рис. 1) [30, 31].



где $l < 3$.

Научно-исследовательские институты и компании, чтоб избежать осадкообразования при взаимодействии пород пласта с грязевой кислотой, разрабатывают множество кислотных композиций различных концентраций для получения наилучших результатов кислотной обработки терригенных коллекторов по мере их осаждения, проницаемости [33] и пористости.

Замедлитель грязевой кислоты снижает скорость расхода кислоты в матрицу вокруг каналов во время их создания, обеспечивает более глубокое проникновение и расширение образующихся проточных каналов, увеличивает глубину проникновения кислоты за счет блокирования или замедления реакции кислоты [34].

Результаты и их обсуждение

Применение кислотных обработок призабойной зоны пласта на нефтяном месторождении № 1.

На месторождении № 1 проводились соляно-кислотные (СКО) и глинокислотные (ГКО) обработки [35]. Состояние проведения кислотных обработок на месторождении № 1 за отчетный период с 2007 по 2010 г. отражено в табл. 2.

С 2007 по 2010 г. на месторождении № 1 было проведено 135 операций кислотной обработки на добывающем и нагнетательном фонде, из которых 85,9 % прошли успешно (рис. 2).

На значительном количестве скважин ранее проводился гидроразрыв пласта и было осуществлено большое количество операций по соляно-кислотной и глинокислотной обработке. В добывающем фонде эффект от очистки призабойной зоны можно проследить в интервале от 2 до 13 месяцев, в свою очередь, на нагнетательных скважинах эффект может прослеживаться до 15 месяцев. Количество проведенных операций по очистке в добывающем фонде скважин и средние запускные приросты добычи в интервале с 2007 по 2009 г. указаны в табл. 3.

Проведя анализ данных табл. 3, можно сделать вывод, что прирост добычи нефти на одну скважину уменьшился в 2009 г. по сравнению с 2008 г., причиной данного снижения является прирост операций по очистке призабойной зоны на низкодебитных скважинах.

Сведения об эффективности от очистки призабойной зоны на некоторых скважинах приведены в табл. 4, 5.

Из данных рис. 4 видно, что 5,7 раза составил прирост дебита жидкости, прирост дебита нефти – 3,6 раза и в 2,1 раза возросла обводненность, в свою очередь, падение забойного давления составило до 1,8 раза, и коэффициент продуктивности дал прирост в шесть раз.

На месторождении № 2 кислотная обработка является одним из наиболее эффективных методов интенсификации притока нефти из-за того, что продуктивные пласты данного месторождения сложены слабопроницаемыми карбонатными породами, и трещины, которые отмечаются по всему разрезу, имеют незначительную раскрытость [36].

Оценена эффективность проведения соляно-кислотной обработки на скважине В, для которой применялся раствор объемом 6 м³, радиус зоны растворения составил 1 м, а радиус зоны продуктов реакции 3,4 м, концентрация кислоты в 12 % [37] (табл. 6).

Катион А в количестве 0,01 % объема кислотного раствора был принят как ингибитор. Для понижения поверхностного натяжения был применен реагент ДС (детергент советский). Кроме того, что он является интенсификатором, он выступил также в роли ингибитора [38]. Его количество составило 0,06 м³, или 1 % объема раствора HCl.

Проанализировав конечные данные по кислотному раствору объемом 6 м³, сделаны выводы, что пористость и проницаемость на скважине В увеличились после проведения соляно-кислотной обработки скважины: пористость после обработки дала прирост в 1,28 раза (с 11 до 14,06 %); коэффициент проницаемости увеличился в 2,34 раза (с 0,026 до 0,063 мкм²). Прирост дебита скважины составил 24,09, что на 8,19 м³/сут больше первоначального значения, и сам эффект обработки имеет длительный характер, что принесло добавочно 130,79 т нефти.

Результаты расчета дебита при разных объемах кислотного раствора показаны в табл. 7.

Анализируя данные табл. 7, приходим к выводу, что оптимальный объем кислотного раствора – 18 м³: при увеличении объема раствора происходит и возрастание радиуса зоны растворения и зоны продуктов реакции [39], а закачка в пласт более 18 м³ является нерентабельной и нецелесообразной.

Сводные результаты соляно-кислотных обработок на других скважинах месторождения № 2 указаны в табл. 8.

Проведя сводный анализ по данным табл. 8, по скважинам месторождения № 2 можно зафиксировать увеличение пористости, проницаемости и заметить прирост дебита нефти. Прирост дебита заметен на скважине № 1090, где абсолютный прирост составил 9,342 м³/сут. Использованный метод интенсификации [40] считается эффективным и рекомендован к применению на других скважинах данного месторождения, которые проходят критерии отбора для проведения соляно-кислотных обработок [41].

Сравнительная диаграмма, на которой изображена динамика прироста добычи нефти в результате соляно-кислотной обработки на скважинах месторождения № 2, приведена на рис. 5.

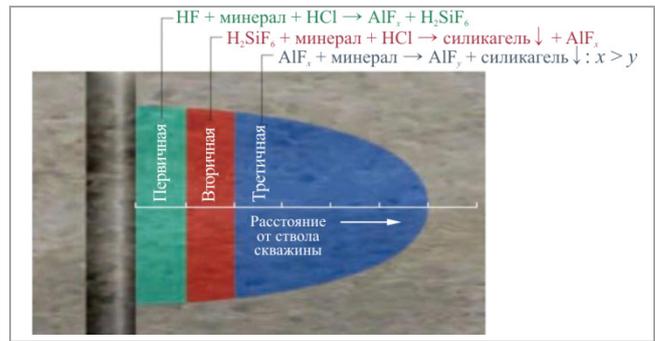


Рис. 1. Схема прохождения первичной, вторичной и третичной реакции в ПЗП при глинокислотной обработке [32]

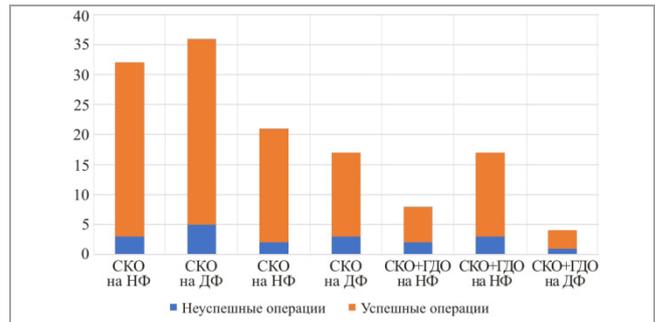


Рис. 2. Успешность проведения кислотных обработок на месторождении № 1 с 2007 по 2010 г.

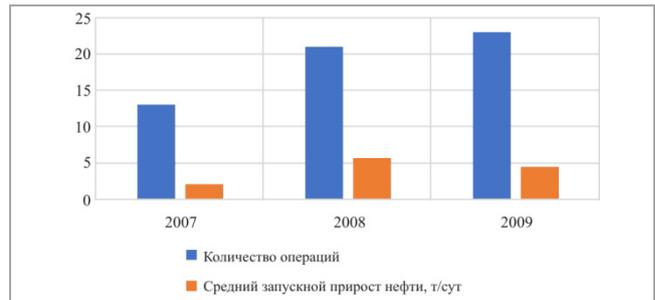


Рис. 3. Количество операций очистки призабойной зоны на добывающих скважинах и средние запускные приросты добычи по годам

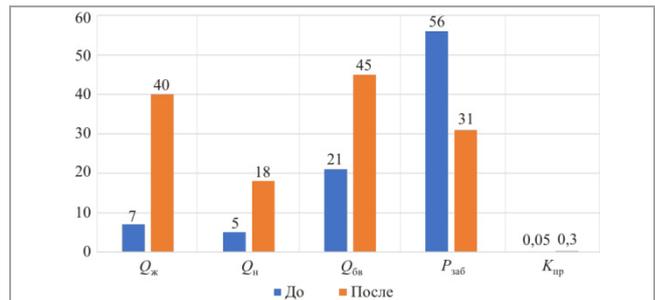


Рис. 4. Основные параметры скважины А до и после операций очистки призабойной зоны

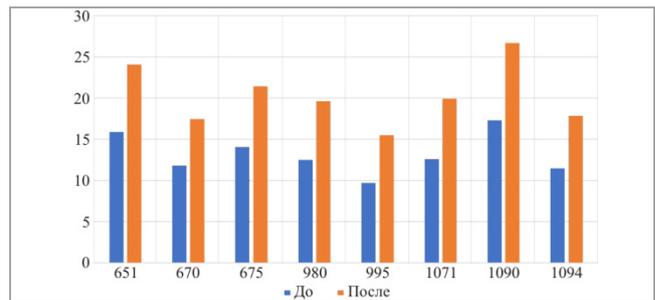


Рис. 5. Динамика прироста дебита нефти в результате проведения соляно-кислотной обработки на скважинах месторождения № 2

Таблица 2

Успешность проведения КО на месторождении № 1 с 2007 по 2010 г.

Параметр	СКО на НФ	СКО на ДФ	ГКО на НФ	ГКО на ДФ	СКО+ГДО на НФ	ГКО+ГДО на НФ	СКО+ГДО на ДФ
Неуспешные операции	3	5	2	3	2	3	1
Успешные операции	29	31	19	14	6	14	3
Доля успешности, %	91	86	90	82	75	82	75

Таблица 3

Количество операций очистки призабойной зоны на добывающих скважинах и средние запускные приросты добычи по годам

Параметр	Год		
	2007	2008	2009
Количество операций	13	21	23
Средний запускной прирост нефти, т/сут	2,1	5,7	4,5

Таблица 4

Параметры работы нагнетательной скважины до операций очистки призабойной зоны

Дата обработки	Месторождение	Скв.	Вид работ	$Q_{ж}$, м ³ /сут	$Q_{н}$, м ³ /сут	Обв, %	$P_{заб}$, атм	$K_{пр}$, мД
22.05.2009	№ 1	2034	СКО	14	4	67,2	51,0	0,11
22.05.2009	№ 1	2036	СКО	14	4	65,0	100,0	0,10
14.06.2009	№ 1	1223	СКО	7	5	21,0	56,0	0,05

Примечание: здесь и в табл. 5: $Q_{ж}$ – прирост дебита жидкости; $Q_{н}$ – прирост дебита нефти; Обв – обводненность; $P_{заб}$ – давление забоя; $K_{пр}$ – коэффициент продуктивности.

Таблица 5

Параметры работы нагнетательной скважины после операций очистки призабойной зоны

Дата	$Q_{ж}$, м ³ /сут	$Q_{н}$, м ³ /сут	Обв, %	$P_{заб}$, атм	$K_{пр}$, мД
22.05.2009	14	4	67,2	51,0	0,11
22.05.2009	14	4	65,0	100,0	0,10
14.06.2009	7	5	21,0	56,0	0,05

Таблица 6

Исходные данные скважины В

Параметр	Значение
Дебит нефти, м ³ /сут	15,9
Количество карбонатов, %	5
Количество глины в породе, %	4
Проницаемость, мкм ²	0,026
Толщина пласта БС ₉ , м	38
Приемистость скважины, м ³ /сут	100
Пластовое давление, МПа	23,0
Вязкость нефти, мПа·с	2,02
Глубина скважины, м	2564
Плотность породы, кг/м ³	2100
Плотность скелета растворяющейся в СКР породы, кг/м ³	2400
Внутренний диаметр скважины $D_{вн}$, м	0,146

Таблица 7

Параметры соляно-кислотной обработки скважины при разных объемах соляно-кислотного раствора

Объем	$r_{зр}$	$r_{пр.р}$	Q	Дополнительная добыча
6 м ³	1 м	3,4 м	24,09 м ³ /сут	130,79 т
18 м ³	1,8 м	6,9 м	26,57 м ³ /сут	170,31 т
34 м ³	2,6 м	10 м	27,92 м ³ /сут	191,95 т

Таблица 8

Результаты соляно-кислотной обработки на скважинах месторождения № 2

№ скв	$Q_{п}$, м ³ /сут	$k_{п}$, мкм ²	$m_{п}$, %	$V_{снр}$, м ³	$P_{п}$, МПа	K , мкм ²	As	Q , м ³ /сут	ΔQ , м ³ /сут
651	15,9	0,026	11	6	8,89	0,063	1,51	24,090	8,190
670	11,8	0,024	10,9	6	8,85	0,059	1,48	17,464	5,664
675	14,1	0,03	11,3	6	8,82	0,064	1,52	21,432	7,332
980	12,5	0,024	9,8	6	8,78	0,061	1,57	19,625	7,125
995	9,7	0,019	9,7	6	8,77	0,063	1,6	15,520	5,820
1071	12,6	0,026	10,4	6	8,91	0,061	1,54	19,908	7,308
1090	17,3	0,022	10,1	6	8,93	0,059	1,55	26,642	9,342
1094	11,5	0,028	9,9	6	8,93	0,062	1,55	17,825	6,325
Σ	-	-	-	-	-	-	-	-	57,106

Заключение

В данной работе был проведен анализ геолого-промысловых данных, текущего состояния разработки месторождений и процесса проведения кислотных обработок (рассмотрены: суть процесса кислотных обработок; различные виды кислот и химических реагентов, применяемые в кислотных составах; оборудование для проведения кислотных работ; технология проведения кислотных обработок скважин) на основании отечественного и зарубежного опыта, а также с учетом выбора технологических и технических параметров для конкретных условий.

По составам пород, свойствам пластовых флюидов, характеристикам строения продуктивных пластов и другим пластовым условиям происходит выбор [42–47] метода воздействия на призабойную зону пласта. При проведении кислотной обработки необходимо рассматривать совместимость композиций породы и кислотных растворов и чувствительность этой породы к раствору. На данных месторождениях для получения эффективных процессов кислотной обработки, из-за того, что скважины имеют высокую обводненность, необходима модернизация технологии обработки кислотными растворами.

Библиографический список

1. Сагирова Л.Р., Влияние состава пород коллекторов на снижение проницаемости призабойной зоны скважины на примере Приобского месторождения // Нефть. Газ. Новации. – 2011. – № 2. – С. 10–12.
2. Шелкачев В.Н., Ланук Б.Б. Подземная гидравлика. – М. – Ижевск: PXD, 2001. – 735 с.
3. Geothermal well stimulation / Sinclair, A. Richard, Pittard, J. Frederick, Hanold, J. Robert // Transactions – Geothermal Resources Council. – 1980. – Vol. 4. – P. 423–426.
4. Sneddon I.N., Lowengrub M., Crack Problems in the Classical Theory of Elasticity. – New York: SIAM Series in Applied Mathematics, John Wiley & Sons, 1970. – 302 p.
5. Van Domelen, Mary S., Jennings Jr., Alfred R. Alternate acid blends for HPHT applications. // Offshore Europe Conference – Proceedings. – 1995. – P. 523–530. DOI: 10.2118/30419-MS
6. Ibragimov L.X., Mishchenko I.T., Cheloiants D.K. Intensifikatsiya dobychi nefiti. – M., Nauka, 2000. – 414 с.
7. Effective matrix acidizing in high-temperature environments / R. Aboud, K. Smith, L. Forero, L. Kalfayan // SPE Annual Technical Conference Proceedings. – 2007. – № 2. – P. 1066–1075. DOI: 10.2118/109818-MS
8. Yudovich A., Chin L.Y., Morgan D.R. Casing deformation in Ekofisk // Journal of Petroleum Technology. – 1989. – Vol. 41 (7). – P. 729–734. DOI: 10.2118/729734-MS
9. Al-Dahlani M.N., Nasr-El-Din H.A., Al-Qahitani A.A. Evaluation of Retarded HF Acid Systems // Proceedings – SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. – 2001. – P. 457–476. DOI: 10.2118/65032-MS
10. Shumilov V.A., Arisov V.N., Grigor'yan N.A. Предхранение и восстановление проницаемости призабойной зоны при разработке месторождений Западной Сибири. – М., Изд-во ВНИИОИП, 1980. – 55 с.
11. Fakhretudinov R.I., Nigmatullina R.F. Novyye fiziko-khimicheskie aspekty povysheniya effektivnosti khimreagentov v nefte dobyche. – Ufa: Gil em, 1996. – 191 с.
12. Fakhretudinov R.I., Nigmatullina R.F. Novyye fiziko-khimicheskie aspekty povysheniya effektivnosti khimreagentov v nefte dobyche. – M.: Nedra, 1986. – С. 6–17.
13. Гадиев С.М. Вывоздействие на призабойную зону скважины // Нефть и газ. – 1973. – № 5. – С. 47–50.
14. Комплексная технология увеличения нефтеотдачи пласта при заводнении с применением поверхностно-активного состава (ПАС) / М.М. Кабиров, М.Н. Персиянцев, Ш.А. Гафаров, В.Г. Султанов // Нефтепромысловое дело. – 1999. – № 10. – С. 45–47.
15. Кузнецова А.Н., Rogachev M.K. Регулирование фильтрационных характеристик нефтяных коллекторов с использованием поверхностно-активных веществ // International research journal. – 2015. – № 10, Т. 4. – С. 98–99.
16. Fakhretudinov R.N., Zemsov I.V., Novoselov T.S. Гидрофобизация призабойной зоны гидрофильных коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 4. – С. 29–30.
17. Сафин С.Т. Физико-химические исследования для качественного управления воздействием на призабойную зону пласта // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 2. – С. 18–19.
18. Di Lullo, Gino, Rae, Phil New acid for true stimulation of sandstone reservoirs // SPE – Asia Pacific Oil & Gas Conference. – 1996. – P. 477–486. DOI: 10.2118/37015-MS
19. McLeod H.O. Significant Factors for Successful Matrix Acidizing // SPE Centennial Symposium at New Mexico Tech. Society of Petroleum Engineers. – 1989. DOI: 10.2118/20155-MS
20. Rogachev M.K., Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S. Повышение эффективности использования ресурсной базы жидких углеводородов в юрских отложениях Западной Сибири // Записки Горного института. – 2019. – Т. 240. – С. 711. DOI: 10.31897/pmi.2019.6.711
21. Шагиакметов А.М., Петров Д.Г., Рязанов А.А. Разработка водоизоляционного состава для трещиноватых и трещинно-поровых коллекторов на основе карбоксиметилцеллюлозы // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 3. – С. 30–35.
22. Motta E.P. da, Plavnik B., Schechter R.S. Optimizing Sandstone Acidization // SPE Reserv. Eng. – 1992. – Vol. 7, No. 01. – P. 149–153. DOI: 10.2118/19426-PA
23. Tananykhin D. S., Shagiakmetov A. M. Justification of technology and fluids for treatment of the unconsolidated carbonate reservoirs // International Journal of Applied Engineering Research. – 2016. – Vol. 11, No. 1. – P. 744–748.
24. Tananykhin D.S., Shagiakmetov A.M., Korabely E.M. Laboratornye issledovaniya energoeffektivnoy tekhnologii povysheniya koeffitsienta izvlecheniya nefiti iz karbonatnykh obvodnennykh kolektorov // Мир науки. – 2015. – № 2. – С. 214–217.
25. Magadova E.M., Petukov D.G., Ryzanov A.A. Кислотная композиция «Химико ТК-2» для низкопроницаемых терригенных коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2003. – С. 80–81.
26. Дополнение к технологической схеме разработки Хокхряковского месторождения / Сибирский науч.-исслед. инст. нефтяной пром-сти (СибНИИП), рук. Л.С. Бриллиант. – Тюмень, 1994. – 180 с.
27. Acidizing – Schlumberger Oilfield Glossary [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/a/acidizing.aspx> (дата обращения: 17.05.2018).
28. Rae P., Di Lullo G. Achieving 100 Percent Success in Acid Stimulation of Sandstone Reservoirs // SPE – Asia Pacific Oil & Gas Conference. – 2002. – P. 127–133. DOI: 10.2118/77808-MS
29. Shaifi M.U., Mahmud H. Ben. Sandstone matrix acidizing knowledge and future development // J. Pet. Explor. Prod. Technol. Springer Berlin Heidelberg. – 2017. – Vol. 7, No. 4. – P. 1205–1216. DOI: 10.1007/s13202-017-0314-6
30. Подопригора Д.Г., Мардашова Д.В. Разработка кислотного состава для условий высокотемпературных терригенных пород-коллекторов // Нефтегазовое дело. – 2015. – № 6. – С. 162–178.
31. Подопригора Д.Г., Шаргарева Л.А. Разработка кислотного состава для обработки призабойной зоны скважины в условиях выходов пластовых температур // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 4. – С. 122–124.
32. Combining matrix stimulation and gravel packing using a non-acid based fluid / F. Armirolo, M. Machacon, C. Pinto, A. Milne, M. Lastre, E. Miquelena // Society of Petroleum Engineers – 9th European Formation Damage Conference. – 2011. – Vol. 1. – P. 502–515. DOI: 10.2118/143788-MS
33. Rogov E.A. Исследование проницаемости призабойной зоны скважины при воздействии технологическими жидкостями // Записки Горного института. – 2020. – Т. 242. – С. 169. DOI: 10.31897/pmi.2020.2.169
34. Дык В.К. Анализ применения кислотных обработок призабойной зоны пласта на У нефтяном месторождении (Томская область). – Томск, 2015.
35. Ковалев Е.Н. Оценка эффективности применения соляно-кислотных обработок на Х нефтяном месторождении (ХМАО). – Томск, 2016.
36. Пыхачев Г.Б., Исаев Р.П. Подземная гидравлика. – М.: Недра, 1973. – 359 с.
37. Анализ эффективности методов ОПЗ эксплуатационных и нагнетательных скважин НГДУ «Нурлатнефть» // Ш.Я. Гилязов, Р.З. Мананов, Р.А. Сафиулин, Н.И. Волкова, М.Ф. Вахитов // Нефтепромысловое дело. – 2000. – № 6.
38. Вердеревский Ю.Л. Увеличение продуктивности скважин в карбонатных коллекторах составами на основе соляной кислоты / Ю.Л. Вердеревский, Ю.Н. Арефьев, М.С. Нанганов, В.С. Асмоловский, Ф.Х. Сайфутдинов // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 1. – С. 39–40.
39. Амлян В.А., Васильева Н.П., Джавадян А.А. Повышение нефтегазоотдачи пластов путем совершенствования их вскрытия и освоения. – М., 1977. – 80 с.
40. Сучков В.М. Повышение производительности мало дебетных скважин. – Ижевск: УдмуртНИИнефть, 1999. – 645 с.
41. Rogachev M.K., Mukhametshin V.V. Контроль и регулирование процесса солянокислотного воздействия на призабойную зону скважины по геолого-промысловым данным // Записки Горного института. – 2018. – Т. 231. – С. 275. DOI: 10.25515/pmi.2018.3.275
42. Ахундов М.С. О выборе решений при проведении обработок призабойных зон скважины // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1990. – № 10. – С. 30–33.
43. Логинов Б.Г., Малышев Л.Г., Гарифуллин Ш.С. Руководство по кислотным обработкам скважин. – М.: Недра, 1966. – 219 с.
44. Кислотные обработки пластов и методики испытания кислотных составов: Учебное пособие для студентов вузов / М.А. Силин [и др.]; ред. В.С. Голубев. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. – 120 с.
45. Morita N., Doi T., Kinoshita T. Stability of an open hole completed in a limestone reservoir with and without acid treatments // SPE Journal. – 2005. – Vol. 10 (2). – P. 105–114. DOI: 10.2118/77776-PA
46. Improved fluid technology for stimulation of ultrahigh-temperature sandstone formation. J. Rignol, T. Ounsakul, W. Kharrat, D. Fu, L.K. Teng, I. Lomovskaya, P. Boonjai // Proceedings – SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, 2015, vol. 2, p. 685–695. DOI: 10.2118/173755-MS
47. Shuchart, Chris E. Chemical study of organic-HF blends leads to improved fluids // Proceedings – SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. – 1997. – P. 675–678. DOI: 10.2118/37281-MS

References

1. Sagirova L.R., Vlianiye sostava porod kolektorov na snizheniye pronitsaemosti prizaboinoy zony skvazhiny na primere Priobskogo mestorozhdeniya [Influence of the reservoir rock composition on a decrease in the permeability of the bottomhole zone of a well using the example of the Priobskoye field]. *Neft'. Gaz. Novatsii*, 2011, no 2, pp. 10–12.
2. Shelkachev V.N., Lanuk B.B. Podzemnaya gidravlika. – M. – Izh'evsk: PXD, 2001. – 735 p.
3. Sinclair A. Richard, Pittard J. Frederick, Hanold, Robert // Geothermal well stimulation. Transactions. Geothermal Resources Council, 1980, vol. 4, pp. 423–426.
4. Sneddon I.N., Lowengrub M., Crack Problems in the Classical Theory of Elasticity. New York: SIAM Series in Applied Mathematics, John Wiley & Sons, 1970. – 302 p.
5. Van Domelen, Mary S., Jennings Jr., Alfred R. Alternate acid blends for HPHT applications. *Offshore Europe Conference – Proceedings*, 1995, p. 523–530. DOI: 10.2118/30419-MS
6. Ibragimov L.X., Mishchenko I.T., Cheloiants D.K. Intensifikatsiya dobychi nefiti [Stimulation of oil production]. Moscow: Nauka, 2000, 414 p.
7. Aboud R., Smith K., Forero L., Kalfayan L. Effective matrix acidizing in high-temperature environments. *SPE Annual Technical Conference Proceedings*, 2007, no. 2, p. 1066–1075. DOI: 10.2118/109818-MS
8. Yudovich A., Chin L.Y., Morgan D.R. Casing deformation in Ekofisk. *Journal of Petroleum Technology*, 1989, vol. 41 (7), pp. 729–734. DOI: 10.2118/729734-MS
9. Al-Dahlani M.N., Nasr-El-Din H.A., Al-Qahitani A.A. Evaluation of Retarded HF Acid Systems // *Proceedings – SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*, 2001, p. 457–476. DOI: 10.2118/65032-MS
10. Shumilov V.A., Arisov V.N., Grigor'yan N.A. Predokhraneniye i vosstanovleniye pronitsaemosti prizaboinoy zony pri razrabotke mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri [Preservation and restoration of bottomhole zone permeability during field development in Western Siberia]. Moscow: VNIIOIIP, 1980, 55 p.
11. Fakhretudinov R.I., Nigmatullina R.F. Novyye fiziko-khimicheskie aspekty povysheniya effektivnosti khimreagentov v nefte dobyche [New physical and chemical aspects of increasing the efficiency of chemicals in oil production]. Ufa: Gil em, 1996, 191 p.
12. Fakhretudinov R.I., Nigmatullina R.F. Novyye fiziko-khimicheskie aspekty povysheniya effektivnosti khimreagentov v nefte dobyche [New physical and chemical aspects of increasing the efficiency of chemicals in oil production]. Moscow: Nedra, 1986, 6–17 p.
13. Gadiev S.M. Vyzvedeniye na prizaboinuyu zonu skvazhiny [Development of the bottomhole zone of the well]. *Neft' i gaz*, 1973, no. 5, pp. 47–50.
14. Kabirov M.M., Persiantseva N.N., Gafarov Sh.A., Sultanov V.G. Kompleksnaya tekhnologiya uvelicheniya nefteotdachi plasta pri zavodnenii s primeneniem poverkhnostno-aktivnogo sostava (PAS) [Integrated technology for enhanced oil recovery during waterflooding using a surfactant composition]. *Neftepromyslovoye delo*, 1999, no. 10, pp. 45–47.
15. Kuznetsova A.N., Rogachev M.K. Regulirovaniye filtratsionnykh kharakteristik neftyanykh kolektorov s ispolzovaniye poverkhnostno-aktivnykh veshchestv [Regulation of filtration characteristics of oil reservoirs using surfactants]. *International research journal*, 2015, no. 10, vol. 4, pp. 98–99.
16. Fakhretudinov R.N., Zemsov I.V., Novoselov T.S. Gidrofobizatsiya prizaboinoy zony gidrofilnykh kolektorov [Hydrophobization of the bottomhole zone of hydrophilic reservoirs]. *Neftianoe khoziaistvo*, 1999, no. 4, p. 29–30.
17. Saifin S.T. Fiziko-khimicheskie issledovaniya dlia kachestvennogo upravleniya vozdeystviem na prizaboinuyu zonu plasta [Physical and chemical studies for high-quality control of the impact on the bottomhole formation zone]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2003, no. 2.
18. Di Lullo, Gino, Rae, Phil New acid for true stimulation of sandstone reservoirs. *SPE – Asia Pacific Oil & Gas Conference*, 1996, pp. 477–486. DOI: 10.2118/37015-MS
19. McLeod H.O. Significant Factors for Successful Matrix Acidizing. *SPE Centennial Symposium at New Mexico Tech. Society of Petroleum Engineers*, 1989. DOI: 10.2118/20155-MS
20. Rogachev M.K., Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S. Povysheniye effektivnosti ispolzovaniya resursnoy bazy zhidkikh углеводородов v iurskikh otlozheniyakh Zapadnoy Sibiri [Improving the efficiency of using resource base of liquid hydrocarbons in Jurassic deposits of Western Siberia]. *Zapiski Gornogo instituta*, 2019, vol. 240, 711 p. DOI: 10.31897/pmi.2019.6.711
21. Shagiakmetov A.M., Petukov D.G., Ryzanov A.A. Kislotaia kompozitsiya «Khimiko TK-2» dlia nizkopronitsaemykh terrigennykh kolektorov [Acid composition Himeko TK-2 for low-permeability terrigenous reservoirs]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2003, pp. 80–81.
22. Dopolneniye k tekhnologicheskoi skheme razrabotki Khokhriakovskogo mestorozhdeniya [Supplement to the technological scheme for the development of the Khokhryakovskoye field]. Ed. L.S. Brilliant. Tiumen: Sibirskii nauchno-issledovatel'skii institut nefyanoi promyshlennosti (SibNIPN)1994, 180 p.
23. Acidizing – Schlumberger Oilfield Glossary, available at: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/a/acidizing.aspx> (accessed 17 May 2018).
24. Rae P., Di Lullo G. Achieving 100 Percent Success in Acid Stimulation of Sandstone Reservoirs. *SPE – Asia Pacific Oil & Gas Conference*, 2002, pp. 127–133. DOI: 10.2118/77808-MS
25. Shaifi M.U., Mahmud H. Ben. Sandstone matrix acidizing knowledge and future development. *J. Pet. Explor. Prod. Technol. Springer Berlin Heidelberg*, 2017, vol. 7, no. 4, pp. 1205–1216. DOI: 10.1007/s13202-017-0314-6
26. Podoprigora D.G., Mardashova D.V. Razrabotka kislotnogo sostava dlia uslovii vysokotemperaturnykh terrigennykh porod-kolektorov [Development of acid composition for high-temperature terrigenous reservoir rocks]. *Neftegazovoe delo*, 2015, no. 6, pp. 162–178.
31. Podoprigora D.G., Shangaraeva L.A. Razrabotka kislotnogo sostava dlia obrabotki prizaboinoy zony skvazhin v usloviyakh vysokikh plastovnykh temperatur [Development of an acid composition for treatment of the bottomhole zone of wells in conditions of high reservoir temperatures]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2016, no. 4, p. 122–124.
32. Armirolo F., Machacon M., Pinto C., Milne A., Lastre M., Miquelena E. Combining matrix stimulation and gravel packing using a non-acid based fluid. *Society of Petroleum Engineers – 9th European Formation Damage Conference*, 2011, vol. 1, pp. 502–515. DOI: 10.2118/143788-MS
33. Rogov E.A. Issledovaniye pronitsaemosti prizaboinoy zony skvazhiny pri vozdeystvii tekhnologicheskimi zhidkostiami [Study of the well near-bottomhole zone permeability during treatment by process fluids]. *Zapiski Gornogo instituta*, 2020, vol. 242, 169 p. DOI: 10.31897/pmi.2020.2.169
34. Dyk V.K. Analiz primeneniya kislotnykh obrabotok prizaboinoy zony plasta na U neftyanom mestorozhdenii (Tomskaya oblast') [Analysis of the application of acid treatment of the bottomhole formation zone in the U oil field (Tomsk region)]. Tomsk, 2015.
35. Kovalev E.N. Otsenka effektivnosti primeneniya solyano-kislotnykh obrabotok na Kh neftyanom mestorozhdenii (KhMAO) [Evaluation of the effectiveness of use of hydrochloric acid treatments at the X oil field (KhMAO)]. Tomsk, 2016.
36. Pykhachev G.B., Iseyev R.P. Podzemnaya gidravlika [Underground hydraulics]. Moscow: Nedra, 1973, 359 p.
37. Giylazov Sh.A., Mananov R.Z., Safulin R.A., Volkova N.I., Vakhirov M.F. Analiz effektivnosti metodov OPZ ekspluatatsionnykh i nagnatelnykh skvazhin NGDU «Nurlatneft'» [Analysis of the effectiveness of bottom hole treatment methods of production and injection wells of NGDU Nurlatneft']. *Neftepromyslovoye delo*, 2000, no. 6.
38. Verderevskiy Iu.L., Arefev Iu.N., Naganov M.S., Asmolovskiy B.C., Saifutdinov F.Kh. Uvelicheniye produktivnosti skvazhin v karbonatnykh kolektorakh sostavami na osnove soliano kisloty [Increasing the productivity of bottom hole treatment methods in carbonate reservoirs with compositions based on hydrochloric acids]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2000, no. 1, pp. 39–40.
39. Amlyan V.A., Vasil'eva N.P., Dzavadzhan A.A. Povysheniye neftegazootdachi plastov putem sovershenstvovaniya ikh vskrytiya i osvoeniya [Enhancing oil and gas recovery of reservoirs by improving the effectiveness of bottom hole treatment methods of production and injection wells of NGDU Nurlatneft']. *Neftepromyslovoye delo*, 1999, 645 p.
40. Sutchkov B.M. Povysheniye proizvodnosti malo debetnykh skvazhin [Increasing the productivity of small debit wells]. Izh'evsk: UdmurtNIPIneft', 1999, 645 p.
41. Rogachev M.K., Mukhametshin V.V. Kontrol' i regulirovaniye protsessov solyano-kislotnogo vozdeystviya na prizaboinuyu zonu skvazhiny po geologopromyslovym dannym [Control and regulation of the hydrochloric acid treatment of the bottomhole zone based on field-geological data]. *Zapiski Gornogo instituta*, 2018, vol. 231, 275 p. DOI: 10.25515/pmi.2018.3.275
42. Akhundov M.S. O vybore reshenii pri provedenii obrabotok prizaboinnykh zon skvazhin [On the choice of solutions when carrying out treatments of bottomhole zone of a well]. *Azerbaydzhanskoe nefteyanoe khoziaistvo*, 1990, no. 10, pp. 30–33.
43. Loginov B.G., Malyshev L.G., Garifulin Sh.S. Rukovodstvo po kislotnym obrabotkam skvazhin [Acid Wells Guide]. Moscow: Nedra, 1966, 219 p.
44. Silin M.A., Golubev V.S. Metody obrabotki plastov i metodiki ispytaniya kislotnykh sostavov [Acid treatment of reservoirs and methods of testing acid compositions]. Ed. V.S. Golubev. Moscow: Rossiiskii gosudarstvennyi universitet nefi i gaza imeni I.M. Gubkina, 2011, 120 p.
45. Morita N., Doi T., Kinoshita T. Stability of an open hole completed in a limestone reservoir with and without acid treatments. *SPE Journal*, 2005, vol. 10 (2), pp. 105–114. DOI: 10.2118/77776-PA
46. Rignol J., Ounsakul T., Kharrat W., Fu D., Teng L.K., Lomovskaya I., Boonjai P. Improved fluid technology for stimulation of ultrahigh-temperature sandstone formation. *Proceedings – SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*, 2015, vol. 2, p. 685–695. DOI: 10.2118/173755-MS
47. Shuchart, Chris E. Chemical study of organic-HF blends leads to improved fluids. *Proceedings – SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*, 1997, pp. 675–678. DOI: 10.2118/37281-MS