

УДК 622.276.344:553.982(569.1)

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ СУЭДИЯ (СИРИЯ)

Альмохаммад Альнайеф Мохаммад¹,
mr.omar10@mail.ru

Далфи Заин Алабидин Абд Али Кхалаф¹,
Newzain2@gmail.com

Гнидан Елена Васильевна¹,
egnidan@gmail.com

¹ Сибирский федеральный университет,
Россия, 660041, г. Красноярск, пр. Свободный 79.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью повышения нефтеотдачи скважин, разрабатываемых на месторождениях Сирии, в частности в карбонатных коллекторах свит Массиф и Ширанш, для которых наблюдается естественное падение величин дебита из-за уменьшения пластового давления, обводненности, вскрытия пластов с низкими фильтрационно-емкостными свойствами и роста доли трудноизвлекаемых запасов.

Цель исследования заключается в анализе результатов кислотных обработок по улучшению нефтеизвлечения на месторождении Суэдия, Сирия.

Объектом исследования являются карбонатные комплексы в отложениях верхнего мела свиты Массиф и свиты Ширанш, Сирия.

Методы: обзор отечественного и зарубежного опыта по обработке призабойной зоны пласта с использованием кислотных составов и анализ промысловых, технологических, литологических, геологических, геофизических и полевых данных скважин, обрабатываемых кислотами.

Результаты. Приведены достоинства метода кислотных обработок, такие как улучшение проницаемости пласта и уменьшение скин-фактора за счет увеличения порового пространства и трещинных каналов, а также удаления глинистой корки и различных неорганических осадков, препятствующих притоку нефти. Указаны нежелательные явления кислотных обработок: коррозия, вторичное осадкообразование, обводненность. Рассмотрены геолого-физические условия скважины и пласта, требующие учета при выборе технологии кислотных обработок. В частности, пластовая температура, фильтрационные и коллекторские свойства пород, гранулометрический (фракционный) и минералогический состав пород, химический состав пластовых флюидов. Отмечены основные направления мероприятий по решению геологических и технологических осложнений, возникающих при кислотных обработках путем применения ингибиторов, новых многокомпонентных составов кислотных агентов, специальных добавок, многостадийных обработок. Приведены технология и результаты применения кислотных обработок: соляно-кислотной и пенно-соляно-кислотной обработки призабойной зоны скважин, расположенных на северо-востоке Сирийской Арабской Республики, которые принадлежат двум месторождениям – Суэдия и Зарба – Управления месторождений Аль-Хасака. Отмечено, что использование простой соляно-кислотной обработки ряда скважин не привело к прогнозируемому увеличению нефтеотдачи, а использование кислотной смеси (HCl в концентрации 15 %, HF в концентрации 3 %) на скважине № 462 месторождения Суэдия показало увеличение производительности в 1,5 раза. Даны рекомендации по совершенствованию процесса кислотных обработок на месторождении Суэдия, Сирия с целью интенсификации добычи нефти.

Ключевые слова:

кислотная обработка, соляно-кислотная обработка, обработка призабойной зоны скважины, нефтяное месторождение Суэдия (Сирия), карбонатный коллектор, свита Массиф, свита Ширанш.

Введение

Сирия является важным производителем нефти на Ближнем Востоке, и ее общие запасы оцениваются в 2,5 млрд баррелей [1]. Территория Сирии занимает часть северного склона Аравийской плиты и расположена вблизи границы столкновения Евразийской и Аравийской плит [2]. Перспективными районами Сирии с доказанным промышленным нефтегазоносным потенциалом являются северо-восточная переклираль Месопотамского бассейна, Евфратский грабен, осложненный системой поднятий Туал-Абба-Синджар, южная часть Алеппского поднятия и район Пальмиры [3].

Для сохранения эффективности разработки месторождений важно поддерживать продуктивность

скважины на запланированном уровне в течение всего периода добычи. Однако наблюдаемое нарастание количества скважин с естественным падением величин дебита из-за уменьшения пластового давления, обводненности, вскрытия пластов с низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) и роста доли трудноизвлекаемых запасов требует поиска эффективных методов повышения нефтеотдачи, и одним из перспективных направлений являются физико-химические методы [4].

Считается, что большинство материнских пород на северо-востоке Сирии относятся к меловому и триасовому возрасту [5, 6]. Коллекторы встречаются преимущественно в мезозойских и кайнозойских трещиноватых карбонатах, образовавшихся в позднем

мезозое и позднем кайнозое; немало месторождений представлено в миоцене, меловом и триасовом периодах [7–9]. Для многих из них свойственно наличие обломочной глины и аутигенных минералов, которые вызывают закупорку поровых пространств, что уменьшает диаметр межпоровых каналов [10]. Наблюдается также тенденция неравномерности прослоев и пропластков по толщине, сложная структура порово-каверново-трещинного пространства карбонатного коллектора, непостоянность в насыщении нефтью, достаточно часто сочетающаяся с высокой вязкостью пластовой нефти. Это позволяет отнести карбонатные комплексы Сирии по их геологическому строению, литологическому составу и коллекторским свойствам пластов к сложным и, как следствие, к трудным по технологиям извлечения нефти [11–13].

Продуктивность скважин напрямую связана с планомерной и целенаправленной обработкой призабойной зоны скважины (ОПЗ) с целью вовлечения в разработку мало проницаемых, насыщенных нефтью прослоев и пропластков, обладающих неоднородными ФЕС. Неоднородность фильтрационных свойств пластов приводит к обводнению скважины, поскольку исключаются из процесса фильтрации нефтенасыщенные участки и пропластки средней и низкой проницаемости из-за преобладающего движения воды по высокопроницаемым участкам коллектора [13]. Процесс эксплуатации скважин на сирийских месторождениях сопровождается снижением проницаемости призабойной зоны пласта и продуктивности за счет загрязнений, вызванных проникновением буровых растворов и растворов заканчивания из-за плохих физических свойств и сильной капиллярности и сочетается с отложениями солей, смол, парафинов [4, 14].

Кислотная обработка как метод обработки призабойной зоны

Одним из распространённых и широко используемых методов обработки призабойной зоны (ОПЗ) является кислотная обработка (КО), которая позволяет удалять образующуюся при бурении глинистую корку и различные неорганические осадки: карбонат кальция, карбонат железа, соли сульфатов и окислы железа, ухудшающие продуктивность скважины. Проницаемость коллектора определяет продуктивность или приемистость скважины, и здесь КО способствует образованию червоточин в породе, улучшающих проницаемость пласта и снижающих скин-фактор. С другой стороны, КО вызывает ряд нежелательных явлений, таких как коррозия внутрискважинного оборудования; вторичное осадкообразование в виде асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) и некоторых производных углеводородов с высокой молекулярной массой, образующихся при высоком pH жидкости; формирование эмульсий; обводненность скважин и др. [14, 15].

Известно, что на эффективность технологии обработки призабойной зоны скважины влияют конкретные геолого-физические условия скважины и пласта, а также соответствие применяемой технологии КО геологическим условиям [15]. Необходимо учитывать

пластовую температуру; фильтрационные и коллекторские свойства пород нефтяных пластов: пористость, проницаемость, капиллярные свойства, удельную поверхность, механические свойства; гранулометрический (фракционный) и минералогический состав пород; химический состав пластовых флюидов, которые сказываются на степени растворения породы, скорости протекания химических реакций и образовании трудно- и нерастворимых продуктов реакций [15, 16]. Высокая температура осложняет подбор кислотного состава и технологию его применения за счет увеличения скорости кислотной реакции, сопровождающейся нейтрализацией кислоты в зоне окрестности пространства и отсутствием возможности закачивать в пласт большие объемы кислоты. Также требуется учитывать как температуру закачиваемой кислоты, так и температуру в породе в дополнение к температуре, выделяющейся в результате реакции.

Воздействия тепла можно избежать, применяя замедлители реакции или интенсивно охлаждая придонную зону жидким азотом, или перекачивая кислоту с высокой скоростью. На скорость реакции между кислотой и карбонатными породами влияет давление – уменьшается с его увеличением. Скорость кислотного флюида, протекающего внутри карбонатных пород, влияет на скорость реакции кислоты с породой в сторону ее увеличения. При заданной скорости потока скорость реакции увеличивается с уменьшением ширины трещины или поры [17]. Состав породы-коллектора является наиболее важным фактором, сказывающимся на эффективности кислотной обработки, поскольку существуют различия в воздействии кислоты на разные по физическому и химическому составу породы, например, на известняк или доломит, которые являются основными в карбонатных коллекторах Сирии.

Существующая проблема обеспечения контролируемого и наблюдаемого процесса КО карбонатных коллекторов требует рассмотрения особенностей пласта и скважин, осложнений, а также анализа подходов и наработок в данной области. Для глубокозалегающих карбонатных пластов, широко представленных на территории Сирии, становится актуальным замедление скорости нейтрализации кислотных реагентов с целью увеличения охвата зоны обработки кислотой. Для достижения этой цели можно применять кислоты в дисперсных системах (пены, гидрофобные эмульсии, гели) или использовать замедлители скорости реакции кислоты с породой: различные добавки, снижающие химическую активность кислоты, или новые кислоты [18, 19], например сульфаминовую [20], обладающую замедленной нейтрализацией. Необходимо предварительное тестирование эффективности состава на керновом материале скважин [21, 22].

При соляно-кислотных обработках скважин как наиболее распространенных и эффективных на карбонатных коллекторах готовят раствор с содержанием чистой HCl в пределах 10...15 % (pH раствора 2,2...3,5), соответственно, скорость коррозии составляет 30...100 г/(м²·ч). Для предотвращения кислотной коррозии необходима добавка ингибиторов коррозии,

состав которых постоянно обновляется и дорабатывается. Традиционно использование холодной воды для охлаждения скважины и замедления скорости реакции HCl с карбонатами и сталями. Кислотную смесь часто дополняют органическими кислотами для снижения уровня коррозионной активности. Кроме того, меньшая растворимость органических кислот снижает неравномерность фронта кислотной реакции в породе и риск образования предпочтительных червоточин, отводящих кислоту от зон, наиболее нуждающихся в стимуляции [18, 19].

Невозможность растворения соляной кислотой органических отложений способствовала разработке кислотных многокомпонентных систем, предполагающих отклонение состава, в том числе самоотклоняющейся системы – блокирующий гель образуется непосредственно в пластовых условиях по мере истощения кислотного состава в результате реакции с карбонатной породой. Применяют также обратные [22] и гидрофобные эмульсии, мицеллярные растворы с внутренней кислотной фазой, поверхностно-активные вещества (ПАВ) [18, 19]; используют многостадийные обработки.

Вязкий характер нефти вызывает образование эмульсий и АСПО при воздействии кислоты на пластовую нефть. Чтобы этого избежать, требуется предварительно определять совместимость кислоты с нефтью, а с уже образовавшейся эмульсией или АСПО бороться деэмульгаторами [18].

Доказано, что кислотный гидроразрыв пласта наиболее эффективен на карбонатных коллекторах и может использоваться на поздней стадии разработки скважины [23]. Интенсификация нефтеизвлечения осуществляется за счет расширения дренируемой зоны скважины, особенно в плотных, низкопроницаемых коллекторах. Существует ряд ограничений и условий для кислотного гидроразрыва как технического и технологического, так и геологического характера. Высоки требования к герметичности скважины, ее обводненности (не более 50 %). Пластовое давление должно быть не менее 50 % от начального [23]. Однако высокое внутрискважинное давление препятствует скорости закачки, а трещины, протравленные кислотой, склонны к разрушению. Высокая температура усугубляет кислотную коррозию колонны труб и увеличивает скорость реакции кислоты с породой, что сокращает глубину проникновения кислоты, влияя на эффективность кислотного гидроразрыва пласта. Трудно предсказать морфологию кислотнопотравленных трещин в сильно неоднородном коллекторе и полностью стимулировать коллекторы с длинными участками скважины [23–25]. Совершенствовать технологию гидроразрыва можно за счет применения отклонителей и ингибиторов [24].

Выбирать техническое и технологическое решение по кислотной обработке рекомендуется после комплексного анализа всех данных о физико-химических характеристиках пласта в районе выбранной скважины, а также систематизации данных о кислотной обработке [23, 25] на Сирийских месторождениях со схожими геологическими условиями.

Практика применения КО на месторождении Суэдия (Сирия)

Рассмотрим практику применения кислотных обработок: соляно-кислотной (СКО) и пенно-соляно-кислотной обработки (ПСКО) призабойной зоны скважин, расположенных на северо-востоке Сирийской Арабской Республики, которые принадлежат двум месторождениям – Суэдия и Зарба – Управления месторождений Аль-Хасака.

Месторождение Суэдия находится в провинции Хасаке на северо-востоке Сирии. Было открыто в 1959 г., относится к месопотамскому прогибу и приурочено к брахиантиклинальным складкам. Нефть на месторождении была обнаружена в отложениях верхнего мела свиты Массиф, которая состоит из трех разделов. Верхний мел представлен глинистыми известняками и тонкими прослоями зеленых глинистых сланцев, имеет трещины с чередованием поровых слоёв. Его толщина колеблется от 0 до 100 м. Средний раздел толщиной 40...100 м с плотными, непроницаемыми непоровыми известняками с трещинами и первичными порами, заполненными нефтью. Нижний раздел представлен доломитами, превращается в известняк в верхней части, в нижней имеет глинистые сланцы с чередованием доломитов [26].

Информация о скважинах № 462 и 655 месторождения Суэдия, которые подвергались кислотной обработке с целью интенсификации притока нефти, приведена в табл. 1.

Таблица 1. Информация о скважинах месторождения Суэдия, Сирия

Table 1. Information about the wells of the Suwaydia field, Syria

Информация о скважине Well information	Скважина на месторождении Суэдия Well in the Suwaydia field	
	462	655
Продуктивный слой, состоящий из: Productive layer, consisting of:	известняк/limestone – 80 % доломит/dolomite – 15 % глина/clay – 5 %	
Температура резервуара, °С Reservoir temperature, °C	81	
Средняя пористость коллектора, % Average porosity of the reservoir, %	15–20	15
Средняя проницаемость пласта, мД Average permeability of the formation, mD	30–50	
Забой скважины, м Well bottom, m	1868	1838
Диаметр НКТ, мм Tubing diameter, mm	88,9	88,9
Длина НКТ, м Tubing length, m	1824	1830
Диаметр обсадной колонны, мм Casing string diameter, mm	177,8	
Длина обсадной колонны, м Casing string length, m	1888	1853
Зона перфорации, м Perforation zone, m	1798–1828	1815–1833
Испытательное давление, МПа Test pressure, MPa	12,2	18

Этапы процесса СКО на скважине № 462:

1. Промывка скважины водой в объеме 27 м³ и откачивание 4 м³ воды с целью проверки наличия об-

ратной циркуляции воды и, следовательно, отсутствия каких-либо утечек в НКТ, а также проверка гидравлического соединения между НКТ и кольцевым пространством, в дополнение к обеспечению целостности обсадных колонн.

2. Проведение предварительной кислотной обработки 3 м³ смесью состава: 15 % мас. HCL + 3 % мас. HF при давлении 9 МПа с максимально возможным расходом 500 л/мин и выдерживанием в течение 30 мин с целью очистки призабойной зоны скважины в зоне перфорации и проверки на восприятие пласта к процессу КО.
3. Промывка колодца водой 15 м³ для очистки скважины от продуктов процесса КО.
4. Закачивание кислотной смеси объемом 15 м³ при давлении 9 МПа и скорости 500 л/мин и ожидание в течение часа. Задачей процесса являлось создание червоточин и увеличение притока нефти из продуктивного пласта в ствол скважины.
5. Обратная промывка водой в количестве 27 м³ с целью очистки скважины от продуктов реакции и избавления от оставшихся следов кислоты.
Этапы процесса ПСКО на скважине № 655:
 1. Промывка скважины водой в объеме 50 м³ и циркуляция после закачки 10 м³ воды.
 2. Кислотная ванна из 2 м³ соляной кислоты с выдержкой полчаса и прокачкой при давлении 4 МПа.
 3. Промывка скважины водой в объеме 12 м³ и циркуляция после прокачки 5,1 м³ воды.
 4. Закачка под давлением 6–7 МПа дизельного топлива в объеме 5 м³ с добавкой 50 л ингибитора седиментации нефти, чтобы не образовывалась эмульсия внутри слоя.
Задача процесса: очистить поры от слоя парафинов и битумных смол, образующихся из-за вязкого характера нефти, путем растворения их дизельным топливом.
 5. Промывка скважины объемом в 7 м³ пенной жидкости, подготовленной с расходом 15 м³ воздуха, и циркуляция после откачки 2 м³ пенной жидкости.
Задача операции: быстрая очистка и промывка скважины от продуктов предыдущего этапа КО за счет снижения их удельного веса из-за воздействия пенной жидкости.
 6. Закачка под давлением 7 МПа 2 м³ пенообразователя (пропорции: 2 л пенообразователя на 1 м³ воды), с целью направления кислоты в сторону участков с низкой проницаемостью.
 7. Основной процесс КО:
Кислотная обработка под давлением 7 МПа в течение 60 секунд 15 % пенистой соляной кислотой, в объеме 20 м³ и расходе 5 л в секунду и 5 м³ в минуту воздуха, с добавлением 2 л пенообразователя на каждый 1 м³ кислоты, кислотного ингибитора коррозии 1,0 об. %, кислотного антистатика 5,0 об. % и уксусной кислоты 3,0 мас. % в качестве ингибитора. Выжидают два часа.
 8. Обратная промывка водой в объеме 38 м³.

В табл. 2 представлено состояние скважин № 462 и 655 до и после кислотной обработки.

Таблица 2. Состояние скважин до и после процесса кислотной обработки

Table 2. Well condition before and after acid treatment

Номер скважины на месторождении Суэдия Well number at the Suwaydia field	Состояние скважины до кислотной обработки Well condition before acid treatment		Состояние скважины после процесса кислотной обработки Well condition after acid treatment	
	Динамический уровень жидкости, м Dynamic liquid level, m	Продуктивность, м ³ /день Productivity, m ³ /day	Динамический уровень жидкости, м Dynamic liquid level, m	Продуктивность, м ³ /день Productivity, m ³ /day
№ 462	1140	13	800	42
№ 655	460	23	290	40

Причинами несоответствия дебита скважин № 462 и 655 после завершения восстановительной кислотной обработки (табл. 2) может быть следующее:

1. В скважине № 462 прореагировавшая в пласте кислота удалялась на поверхность быстрее, чем в скважине № 655, поэтому трещины и поровые пустоты в пласте сохраняли свою ширину, чем и объясняется увеличение в 3 раза продуктивности скважины № 462. Более длительный вывод кислоты из пласта в скважине № 655 привел к образованию осадочных материалов, которые поступали внутрь трещин и пустот в пласте, постепенно закрывая их, что сказалось на интенсивности притока продуктивности данной скважины.
2. Процесс очистки забоя и стенок скважины, проходивший в скважине № 462, был более эффективен, чем в скважине № 655, и избавил первую скважину от большого количества асфальтенов, парафинов и отложений, образовавшихся в скважине в процессе добычи и после закачки кислоты в пласт по трубам. При добыче накопленные в скважине № 655 осадочные вещества вновь поступали в трещины в пласте и препятствовали процессу расширения, осуществляемому кислотой в пласте, и поэтому дебит скважины № 655 после процесса ПСКО был ниже.
3. В скважине № 655 отложения процесса закисления привели к закрытию пор малых размеров, что может служить причиной снижения проницаемости.
4. Скважина № 655 давала больший объем нефти до начала процесса ПСКО, однако находилась на стадии своего истощения и поэтому после процесса КО стала давать добычу нефти на этом уровне, но не больше, чем из скважины № 462, после процесса СКО.
5. Добавление ингибиторов коррозии в кислую смесь в скважине № 655 создало проблему, так как антикоррозионный агент не подходит для пород пласта и веществ, содержащихся в порах, и препятствует реакционной способности кислоты в пласте.

Далее приведена практика применения кислотной обработки на скважине № 116 месторождения Зарба,

свита Шираниш, коллектор которой представлен в основном известняком (90 %) при отсутствии в составе доломита (табл. 3). Свита Шираниш представлена отложениями верхнего мела. В верхней части (0...50 м) – известняк. Средняя часть (85...115 м) – известняк мелкой кристаллизации. Нижняя часть (25...35 м) представлена плотными белыми известняками мелкой кристаллизации и средней твердости и фоссилиями [26]. Эти отложения охватывают северо-восточные области Ефрата и Рутба.

Таблица 3. Информация о скважинах месторождения Зарба, Сирия

Table 3. Information about the wells of the Zarba field, Syria

Информация о скважине Well information	Скважина № 116 месторождения Зарба Well no. 116 of the Zarba field
Продуктивный слой, состоящий из: Productive layer, which consists of:	известняк/limestone – 90 % глина/clay – 10 %
Температура резервуара, °С Reservoir temperature, °C	56
Средняя пористость коллектора, % Average porosity of the reservoir, %	20
Средняя проницаемость пласта, мД Average permeability of the formation, mD	40–60
Текущее дно скважины, м Current bottom of the well, m	1413
Диаметр НКТ, мм Tubing diameter, mm	88,9
Длина НКТ, м Tubing length, m	1768
Диаметр обсадной колонны, мм Casing string diameter, mm	177,8
Длина обсадной колонны, м Casing string length, m	1427
Зона перфорации, м Perforation zone, m	1375–1392
Испытательное давление, МПа Test pressure, MPa	12,2

Этапы кислотной обработки на скважине № 116 месторождения Зарба:

1. Промывка скважины водой в объеме 30 м³, затем добавление в воду масляного эмульгатора в объеме 60 л, циркуляция после откачки 15 м³ воды.
2. Очистка пор слоя от АСПО путем растворения растворителем. Для этого закачивали светлые нефтепродукты в объеме 5,6 м³, затем еще 5,3 м³ светлых нефтепродуктов. Потом закачивали 15 м³ растворителя, состоящего из 5 м³ дизельного топлива и 10 м³ светлых нефтепродуктов, при давлении 8 МПа и ожидали 15–20 часов.
3. Промывка скважины водой в объеме 15 м³ и циркуляция после закачки 5 м³ воды.
4. Основной процесс КО: кислотная обработка под давлением 2–5 МПа 15 % мас. HCl в объеме 15 м³ с добавкой кислотного ингибитора коррозии 1,0 об. % и кислотного антистатика 5,0 об. %. Выдержка в течение часа.
5. Обратная промывка водой в объеме 27 м³.
Указанная технология КО для скважины № 116 месторождения Зарба свиты Шираниш показала увеличение нефтеотдачи в два раза после обработки (табл. 4).

Таблица 4. Состояние скважины № 116 месторождения Зарба до и после процесса кислотной обработки

Table 4. Condition of well no. 116 of the Zarba field before and after acid treatment

Состояние скважины до кислотной обработки Well condition before acid treatment		Состояние скважины после процесса кислотной обработки Well condition after acid treatment	
Динамический уровень жидкости, м Dynamic liquid level, m	Продуктивность, м ³ /день Productivity, m ³ /day	Динамический уровень жидкости, м Dynamic liquid level, m	Продуктивность, м ³ /день Productivity, m ³ /day
1280	10	1000	24

Для изучения результатов различных операций по кислотной обработке было выбрано несколько скважин на месторождении Суэдия. Табл. 5 показывает результаты операций по улучшению нефтеизвлечения, проведенных на этих скважинах.

Таблица 5. Результаты кислотной обработки на скважинах месторождения Суэдия

Table 5. Results of acid treatment at the wells of the Suwaydia field

Номер скважины Well number	Показатели производительности Performance indicators				Свита Formation	Тип операции Operation type
	До кислотной обработки Before acid treatment		После кислотной обработки After acid treatment			
	Продуктивность, м ³ /день Productivity, m ³ /day	Обводненность Water cut	Продуктивность, м ³ /день Productivity, m ³ /day	Обводненность Water cut		
667 C	55	20	55	17	Массив Massif	СКО обычная Hydrochloric acid treatment conventional
204 CF	40	8	40	8		
27 CF	45	5	45	5		
50CF	50	20	48	22		
72 CF	55	15	55	15		

Отметим, что операции по КО, которые проводились на вышеназванных скважинах, не привели к прогнозируемому увеличению продуктивности скважин, а это считается с экономической точки зрения нерентабельным и не соответствует цели, ради которой кислотная обработка проводилась. Независимо от причин неудачи, негативные эффекты должны быть устранены путем использования химических добавок или многокомпонентных смесей кислот и добавок для получения удовлетворительных полевых результатов КО после их проведения на нефтяных скважинах месторождения Суэдия.

Скважину № 462 месторождения Суэдия (табл. 1), подвергали кислотной обработке 2,5 м³ смеси (HCl в концентрации 15 %; HF в концентрации 3 %). Смесь была закачена в пласт под давлением 9 МПа.

Результаты по кислотной обработке смесью кислот представлены в табл. 6.

Таблица 6. Результаты кислотной обработки смесью соляной и плавиковой кислот на скважине № 462

Table 6. Results of acid treatment with a mixture of hydrochloric and hydrofluoric acids at well no. 462

Продуктивность скважины до обработки Well productivity before operation			Продуктивность скважины после обработки Well productivity after operation		
Объем нефти, м ³ Oil volume, m ³	Обводненность, % Watercut, %	Объем жидкости, м ³ Liquid volume, m ³	Объем нефти, м ³ Oil volume, m ³	Обводненность, % Watercut, %	Объем жидкости, м ³ Liquid volume, m ³
9,1	40	15,8	15,8	45	29

Результаты процесса КО с использованием кислотных смесей на скважинах карбонатных коллекторов месторождения Суэдия, Сирия, были положительными, в отличие от процесса обычной СКО. Отметим тот факт, что все виды интенсификации притока не могут считаться успешными на другой скважине, если в действительности показали себя эффективными на конкретной скважине.

Заключение

Таким образом, основные рекомендации по повышению продуктивности нефтяных скважин на месторождении Суэдия, Сирия, путем использования кислотных обработок могут быть следующие:

1. Необходимо использовать промышленный опыт при разработке методов интенсификации и восстановления для скважин всех типов.
2. При проектировании КО конкретной скважины необходимо воспользоваться рекомендациями компании, ответственной за месторождение, а также разработками нефтесервисных компаний в области обработки призабойной зоны скважин.
3. Применять ПАВ при проведении процессов КО с эмульгированной нефтью.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Barrier E., Machhour L., Blaizot M. Petroleum systems of Syria // Petroleum systems of the Tethyan region: AAPG Memoir – 2014. – V. 106. – P. 335–378.
2. Ibrahim Y., Morozov V.P., Sudakov V. Dolomitization of the lower cretaceous carbonate reservoir in the Euphrates Graben, Syria // Petroleum Science. – 2021. – V. 18. – Iss. 5. – P. 1342–1356.
3. Алясеен М.Х., Аани Я. Нефтегазоносность Евфратского грабена в Сирии // Геология. Геофизика. Бурение. – 2019. – Т. 17. – № 6. – С. 6–14.
4. Эль-Юсеф В. Месторождения тяжелых нефтей Сирии, особенности их строения и освоения: автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – М., 1993. – 29 с.
5. Ala M.A., Moss B.J. Comparative petroleum geology of Southeast Turkey and Northeast Syria // Journal of Petroleum Geology. – 1979. – V. 1. – P. 3–27.
6. Metwalli M., Philip G., Moussly M. Petroleum-bearing formations in Northeastern Syria and Northern Iraq // American Association of Petroleum Geologists Bulletin. – 1974. – V. 58. – P. 1781–1796.
7. Ал Халум М.А.А. Накопления углеводородов в отложениях бассейна Пальмира по результатам геолого-геофизических и геохимических исследований // Геология, география и глобальная энергия. – 2016. – № 3 (62). – С. 26–33.

4. Предварительно устанавливать химическую совместимость между кислотными добавками и пластовыми флюидами и определять соответствующие дозировки для каждой скважины.
5. Обращать внимание на использование материалов, которые снижают поверхностное натяжение и увеличивают гидрофильность поверхности пластовой породы, с целью предотвращения образования на ней асфальтенов и парафинов, таким образом исключая закупорку пор.
6. В пене заменить воздух газообразным азотом, используемым в процессе подкисления, так как это инертный газ.
7. Следует учитывать, что ПАВ, используемые в КО, должны быть в водных растворах. Этап промывки с ПАВ предпочтительно проводить после закачки растворителей и перед закачкой пены, чтобы продлить период разрушения пены и таким образом добиться необходимого направления кислоты в области с низкой проницаемостью.
8. Перед началом КО установить совместимость применяемой кислоты с породами пласта на керновом материале пластов, подлежащих обработке кислотами.
9. Использовать ингибиторы коррозии при обработке кислотой, чтобы обеспечить защиту наземного и подземного оборудования в скважине от коррозионного действия кислоты и тем самым сохранить оборудование.
10. В связи с наличием в разных пропорциях глины в большинстве продуктивных пластов следует использовать добавки, препятствующие набуханию глины (стабилизаторы глин). Так, статистические данные в литературе по процессам КО показали, что отказ от операций КО в большинстве случаев является результатом набухания гранул глины в слое так, что поры закрываются частично или полностью из-за отсутствия добавления стабилизаторов глины или их использования в концентрациях, не подходящих для слоя.
8. Structure and evolution of the petroliferous Euphrates Graben System, Southeast Syria / R. K. Litak, M. Barazangi, G. Brew, T. Sawaf, A. Al-Imam, W. Al-Youssef // AAPG Bulletin. – 1998. – V. 82. – № 6. – P. 1173–1190.
9. Alsharhan A.S., Nairn A.E.M Sedimentary basins and petroleum geology of the Middle East. – Amsterdam; Lausanne; New York; Oxford; Shannon; Singapore; Tokyo: Elsevier Science B.V., 1997. – 843 p.
10. Ibrahim Y., Morozov V.P., El Kadi M. Influence and control of post-sedimentation changes on sandstone reservoirs quality, example, upper Triassic (Mulussa F reservoir), and lower Cretaceous (Rutbah reservoir), Euphrates Graben, Syria // Russ. J. Earth. Sci. – 2020. – V. 20. – № 2. – P. 1–24.
11. Особенности разработки месторождений Тишринской нефтегазоносной зоны Сирийской Арабской Республики / Н.А. Еремин, И.К. Басниева, О.Н. Сарданашвили, И.А. Еремина, В. Алали, А.Н. Еремин // Деловой Журнал Neftegaz.Ru. – 2018. – № 2 (74). – С. 42–45.
12. Дубинский Г.С. Технологии воздействия на карбонатный коллектор с целью ограничения водопритока и интенсификации добычи нефти // Вестник Академии Наук РБ. – 2020. – Т. 34. – № 1 (97). – С. 48–58.
13. Wayne M.A. Geology of carbonate reservoirs: the identification, description, and characterization of hydrocarbon reservoirs in

- Carbonate. – Texas: Rocks John Wiley and Sons, Ltd., 2008. – 294 p.
14. Иконникова Л.Н., Золотухин А.Б. Оценка эффективности мероприятий по интенсификации добычи нефти при соляно-кислотной обработке // Нефтепромышленное дело. – 2019. – Ч. 1. – № 5 (605). – С. 33–38.
 15. Chacon O.G., Maysam P. Matrix acidizing in Carbonate formations // Processes. – 2022. – V. 10. – № 1. – P. 1–18.
 16. Conventional diverting techniques and novel fibr-assisted self-diverting system in carbonate reservoir acidizing with successful case studies / R. Abdollahi, H. Esfandyari, M. N. Pari, A. Davarpanah // Petroleum Research. – 2021. – V. 6. – Iss. 3. – P. 247–256.
 17. Influences of real-time acid-rock reaction heat on etched fracture dimensions during acid fracturing of carbonate reservoirs and field applications / H. Liu, B. Baletabieke, G. Wang, J. Guo, F. Xia, Z. Chen // Heliyon. – V. 8. – Iss. 11. – P. 1–8.
 18. A review of development methods and EOR technologies for carbonate reservoirs / Z.X. Xu, S.Y. Li, B.F. Li, D.Q. Chen, Z.Y. Liu, Z.M. Li // Petroleum Science. – 2020. – V. 17. – P. 990–1013.
 19. Quraishi M.A., Chauhan D.S., Ansari F.A. Development of environmentally benign corrosion inhibitors for organic acid environments for oil-gas industry // J. Mol. Liq. – 2021. – V. 329. – P. 1–12.
 20. Особенности свойств сульфаминовой кислоты, повышающие эффективность кислотных обработок / М.А. Силин, Л.А. Магадова, Л.Ф. Давлетшина, З.Р. Давлетов, К.А. Потешкина // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 1. – С. 44–47.
 21. Подбор реагентов для обработки призабойной зоны пласта нагнетательных скважин / А.Н. Стариков, И.А. Шилов, Т.В. Чабина, Г.П. Хижняк // Нефтепромышленное дело. – 2020. – № 7 (619). – С. 29–33.
 22. Czupski M., Kasza P., Le'sniak L. Development of selective acidizing technology for an oil field in the Zechstein main dolomite // Energies. – 2020. – V. 13 (5940). – P. 1–18.
 23. Геолого-технологическое обоснование проведения кислотного гидроразрыва пласта в добывающих скважинах / А.М. Зинovieв, П.А. Птичкин, С.О. Котляров, А.С. Гаврюшин // Нефтепромышленное дело. – 2020. – № 4 (616). – С. 17–22.
 24. A review of diverting agents for reservoir stimulation / L. Zhao, X. Chen, H. Zou, P. Liu, C. Liang, N. Zhang, N. Li, Z. Luo, J. Du // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – V. 187 (106734). – P. 1–10.
 25. An innovative concept on deep carbonate reservoir stimulation: Three-dimensional acid fracturing technology / J. Guo, B. Gou, N. Qin, J. Zhao, L. Wu, K. Wang, J. Ren // Natural Gas Industry B. – 2020. – V. 7. – Iss. 5. – P. 484–497.
 26. Алали В., Еремин Н.А. Оценка нефтяного потенциала и проблемы разработки месторождения Румилан (Сирия) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2021. – № 1 (349). – С. 54–58.

Поступила: 09.01.2023 г.

Дата рецензирования: 29.01.2023 г.

Информация об авторах

Альмохаммад Альнайеф Мохаммад, кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Института нефти и газа Сибирского федерального университета.

Далфи Заин Алабидин Абд Али Кхалаф, магистрант, Институт нефти и газа Сибирского федерального университета.

Гнидан Е.В., кандидат педагогических наук, доцент кафедры органической и аналитической химии Института цветных металлов и материаловедения Сибирского федерального университета.

UDC 622.276.344:553.982(569.1)

EXPERIENCE OF USING ACID TREATMENTS IN THE OIL FIELD SUWAYDIYA (SYRIA)

Mohammad Almohammad Alnayef¹,
mr.omar10@mail.ru

Zain Alabidin Dalfi Abd Ali Khalaf¹,
Newzain2@gmail.com

Elena V. Gnidan¹,
egnidan@gmail.com

¹ Siberian Federal University,
79, Svobodny avenue, Krasnoyarsk, 660041, Russia.

Relevance of the research is caused by the need to increase oil recovery from wells developed in the fields of Syria, in the carbonate reservoirs of the Massif and Shiranish formation, for which there is a natural drop in production rates due to decrease in reservoir pressure, water cut, opening of reservoirs with low reservoir properties and increase in the share of hard-to-recover reserves.

The main aim of the study is to analyze the results of acid treatments to improve oil recovery in the field of Suwaydia, Syria.

The object of study is the carbonate complexes in the Upper Cretaceous deposits of the Massif formation and the Shiranish formation, Syria.

Methods: review of domestic and foreign experience in treating the bottomhole formation zone using acid compositions and analysis of production, technological, lithological, geological, geophysical, and field data of wells treated with acids.

Results. The paper introduces the advantages of the acid treatments method, such as improving the reservoir permeability and decreasing the skin factor by increasing the pore space and fracture channels, as well as removing the filter cake and various inorganic sediments that prevent oil flow. The undesirable effects of acid treatments: corrosion, secondary sedimentation, water cut, are indicated. The geological and physical conditions of the well and reservoir for choosing a treatment technology are considered. They are: reservoir temperature, filtration, and reservoir properties of rocks, granulometric (fractional) and mineralogical composition of rocks, chemical composition of reservoir fluids. The main directions of measures for solving geological and technological complications that arise during acid treatments using inhibitors, new multicomponent compositions of acid agents, special additives, and multi-stage treatments are noted. The paper introduces the technology and results of the application of acid treatments: hydrochloric acid treatment and foam hydrochloric acid treatment of the bottomhole zone of wells located in the north-east of the Syrian Arab Republic, which belong to the two oil field – Suwaydia and Zarba – of the Al-Hasakah Oil Fields Administration. It was noted that the use of a simple hydrochloric acid treatment of several wells did not lead to the predicted increase in oil recovery, and the use of an acid mixture (HCL at a concentration of 15 %, HF at a concentration of 3 %) in well no. 462 of the Suwaydia oil field showed an increase in productivity of 1,5 times. Recommendations are given for improving acid treatments at the Suwaydia, Syria fields to intensify oil production.

Key words:

acid treatment, hydrochloric acid treatment, bottomhole zone treatment, Suwaydia oil field (Syria), carbonate reservoir, Massif formation, Shiranish formation.

REFERENCES

- Barrier E., Machhour L., Blaizot M. Petroleum Systems of Syria. *Petroleum systems of the Tethyan region. AAPG Memoir*, 2014, vol. 106, pp. 335–378.
- Ibrahim Y., Morozov V.P., Sudakov V. Dolomitization of the lower cretaceous carbonate reservoir in the Euphrates Graben, Syria. *Petroleum Science*, 2021, vol. 18, Iss. 5, pp. 1342–1356.
- Alyaseen M.H., Aaney Y. Oil and gas potential of the Euphrates Graben in Syria. *Geology. Geophysics. Drilling*, 2019, vol. 17, no. 6, pp. 6–14. In Rus.
- El Yousef W. *Mestorozhdeniya tyazhelykh neftey Sirii, osobennosti ikh stroeniya i osvoeniya*. Avtoreferat Dis. Kand. nauk [Deposits of heavy oils in Syria, features of their structure and development. Cand. Diss. Abstract]. Moscow, 1993. 29 p.
- Ala M.A., Moss B.J. Comparative petroleum geology of Southeast Turkey and Northeast Syria. *Journal of Petroleum Geology*, 1979, vol. 1, pp. 3–27.
- Metwalli M., Philip G., Moussly M. Petroleum-bearing formations in Northeastern Syria and Northern Iraq. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 1974, vol. 58, pp. 1781–1796.
- Al Halum M.A.A. Accumulation of hydrocarbons in sediments Palmira basin the results of geological and geophysical research and geohimicheskii. *Geology, Geography and Global Energy*, 2016, no. 3 (62), pp. 26–33. In Rus.
- Litak R.K., Barazangi M., Brew G., Sawaf T., Al-Imam A., Al-Youssef W. Structure and Evolution of the Petroliferous Euphrates Graben System, Southeast Syria. *AAPG Bulletin*, 1998, vol. 82, no. 6, pp. 1173–1190.
- Alsharhan A.S., Nairn A.E.M. *Sedimentary basins and petroleum geology of the Middle East* [Sedimentary basins and petroleum geology of the Middle East]. Amsterdam, Lausanne, New York, Oxford, Shannon, Singapore, Tokyo, Elsevier Science B.V., 1997. 843 p.
- Ibrahim Y., Morozov V. P., Mohammad El Kadi. Influence and control of post-sedimentation changes on sandstone reservoirs quality, example, upper Triassic (Mulussa F reservoir), and lower Cretaceous (Rutbah reservoir), Euphrates graben, Syria. *Russ. J. Earth. Sci.*, 2020, vol. 20, no. 2, pp. 1–24.
- Eremin N.A., Basnieva I.K., Sardanashvili O.N., Eremina I.A., Alali V., Eremin A.N. Features of the development of fields in the Tishra oil and gas zone of the Syrian Arab Republic. *Business Journal Neftegaz.Ru*, 2018, no. 2 (74), pp. 42–45. In Rus.
- Dubinsky G.S. Technologies of impact on carbonate reservoir in order to limit water inflow and intensify oil. *Bulletin of the Academy of Sciences of the Republic of Bashkortostan*, 2020, vol. 34, no. 1 (97), pp. 48–58. In Rus.
- Wayne M.A. *Geology of carbonate reservoirs: the identification, description, and characterization of hydrocarbon reservoirs in Carbonate*. Texas, Rocks John Wiley and Sons, Ltd, 2008. 294 p.
- Ikonnikova L.N., Zolotukhin A.B. Evaluation of the efficiency of the matrix acidizing stimulation treatment of an oil well. Part 1. *Oilfield engineering*, 2019, P. 1, no. 5 (605), pp. 33–38. In Rus.

15. Chacon O.G., Maysam P. Matrix acidizing in carbonate formations. *Processes*, 2022, vol. 10, no. 1, pp. 1–18.
16. Abdollahi R., Esfandyari H., Pari M.N., Davarpanah A. Conventional diverting techniques and novel fibr-assisted self-diverting system in carbonate reservoir acidizing with successful case studies. *Petroleum Research*, 2021, vol. 6, Iss. 3, pp. 247–256.
17. Liu H., Baletabieke B., Wang G., Guo J., Xia F., Chen Z. C. Influences of real-time acid-rock reaction heat on etched fracture dimensions during acid fracturing of carbonate reservoirs and field applications. *Heliyon*, 2022, vol. 8, Iss. 11, pp. 1–8.
18. Xu Z.X., Li S.Y., Li B.F., Chen D.Q., Liu Z.Y., Li Z.M. Review of development methods and EOR technologies for carbonate reservoirs. *Petroleum Science*, 2020, vol. 17, pp. 990–1013.
19. Quraishi M.A., Chauhan D.S., Ansari F.A. Development of environmentally benign corrosion inhibitors for organic acid environments for oil-gas industry. *J. Mol. Liq.*, 2021, vol. 329, pp. 1–12.
20. Silin M.A., Magadova L.A., Davletshina L.F. Davletov Z.R., Poteshkin K.A. Features of the properties of sulfamic acid that increase the efficiency of acid treatments. *Oil industry*, 2021, no. 1, pp. 44–47. In Rus.
21. Starikov A.N., Shilov I.A., Chabina T.V., Khizhnyak G.P. Reagents validation for treatment of bottomhole area of formations of water injection wells. *Oilfield engineering*, 2020, no. 7 (619), pp. 29–33. In Rus.
22. Czupski M., Kasza P. Le'śniak L. Development of Selective Acidizing Technology for an Oil Field in the Zechstein Main Dolomite. *Energies*, 2020, vol. 13 (5940), pp. 1–18.
23. Zinoviev A.M., Ptichkin P.A., Kotlyarov S.O., Gavryushin A.S. Geological-technological substantiation for conducting hydraulic fracturing of a formation in production wells. *Oilfield engineering*, 2020, no. 4 (616), pp.17–22. In Rus.
24. Zhao L., Chen X., Zou H., Liu P., Liang C., Zhang N., Li N., Luo Z., Du J. A review of diverting agents for reservoir stimulation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 187 (106734), pp. 1–10.
25. Guo J., Gou B., Qin N., Zhao J., Wu L., Wang K., Ren J. An innovative concept on deep carbonate reservoir stimulation: Three-dimensional acid fracturing technology. *Natural Gas Industry B*, 2020, vol. 7, Iss. 5, pp. 484–497.
26. Alali V., Eremin N.A. Oil potential assessment and problems of Rumilan field development (Syria). *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2021, no. 1 (349), pp. 54–58. In Rus.

Received: 9 January 2023.
Reviewed: 29 January 2023.

Information about the authors

Mohammad Almohammad Alnayef, Cand. Sc., associate professor, Siberian Federal University.

Dalfi Zain Alabidin Abd Ali Khalaf, master student, Siberian Federal University.

Elena V. Gnidan, Cand. Sc., associate professor, Siberian Federal University.