

УВЕЛИЧЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ ВОЗДЕЙСТВИЕМ КИСЛОТНЫХ КОМПОЗИЦИЙ

Барамбонье¹ С., Очередько² Т. Б.

¹ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет»,
barambone91@mail.ru

²ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет», [a-ocheredko@mail.ru](mailto:ocheredko@mail.ru)

В статье приведён краткий анализ основных факторов, вызывающих необходимость и обуславливающих эффективность проведения кислотной обработки скважин и в то же время зачастую нивелирующих их успешность. Рассмотрена кольматация призабойной зоны пласта твёрдыми неорганическими частицами и органическими отложениями, а также глубина проникновения кислотных составов в пласт и охват кислотным воздействием призабойной зоны пласта. Описаны составы для кислотной обработки скважин (кислотные составы на водной основе, пенокислоты, прямые кислотосодержащие эмульсии и обратные кислотосодержащие эмульсии), а также новые кислотные составы для повторных обработок скважин на поздней стадии их эксплуатации. Показаны способы солянокислотного воздействия (кислотные ванны, простые кислотные обработки и термокислотная обработка скважин).

Ключевые слова: эффективность кислотной обработки скважин; кольматация призабойной зоны пласта; глубина проникновения кислотных составов в пласт; охват кислотным воздействием призабойной зоны пласта; составы для кислотной обработки скважин; способы солянокислотного воздействия; кислотные составы для повторных обработок скважин.

1. Введение

На протяжении последнего десятилетия происходит непрерывное ухудшение качества запасов сырьевой базы страны. Это объясняется, в первую очередь, стремлением многих нефтедобывающих компаний вести первоочередную выработку наиболее продуктивных объектов и сокращением объёмов геолого-разведочных работ. Дальнейший прирост извлекаемых запасов может происходить только за счёт увеличения нефтеотдачи пластов.

В условиях снижения объёмов добычи нефти в мире на разрабатываемых месторождениях СНГ реальным выходом из такого кризисного состояния являются скорейшее техническое и технологическое перевооружение отрасли, обеспечение её новыми техническими реагентами и составами, используемыми на всех этапах строительства и эксплуатации нефтяных скважин.

Эффективным методом увеличения дебитов скважин является обработка их призабойных зон (ОПЗ) как наиболее уязвимого места в системе «пласт – скважина».

Превалирующим видом ОПЗ скважины являются модификации кислотных обработок (КО).

Однако на большом количестве промыслового материала доказано, что успешность применения традиционных составов и технологических приёмов КО в отрасли невысока и имеет устойчивую тенденцию к снижению, особенно при повторном применении на одних и тех же объектах. Это приводит к неоправданному расходованию рабочего времени и материальных ресурсов, в том числе и дорогостоящей техники, по ряду причин приносит непоправимый вред фонду скважин, сокращая срок их безаварийной работы. Вместе с тем успешное проведение КО позволяет быстро окупить затраты, а также себестоимость добываемой нефти.

Повысить эффективность КО можно путём совершенствования технологии их проведения, а также использования новых кислотных составов. При этом второй путь более плодотворен, так как позволяет не только повысить качество

самых составов, но и расширить спектр технологий КО на их основе. В условиях возрастающей послойной неоднородности пластов, обводнённости скважин, увеличении радиуса их ухудшенной проницаемости и интенсивности выпадения асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), с одной стороны, и в связи со значительным ростом стоимости обработки скважин – с другой, следует стремиться к максимально возможной унификации рекомендуемых и используемых кислотных составов.

Целью статьи является ознакомление с кратким анализом основных факторов, вызывающих необходимость проведения кислотных обработок и в то же время зачастую нивелирующих их успешность, а также с новыми кислотными составами для повторных обработок скважин на поздней стадии их эксплуатации.

2. Факторы, обуславливающие эффективность кислотной обработки скважин

Основной задачей КО скважин является восстановление коллекторских свойств пласта в призабойной зоне за счёт разрушения, растворения и выноса в ствол скважины коагулирующих твёрдых частиц естественного и техногенного происхождения, улучшения фильтрационных характеристик ПЗП путём расширения существующих и создания новых флюидопроводящих каналов предпочтительно по всей перфорированной толщине пласта. При этом рядом отечественных и зарубежных исследователей доказано, что значимость первого фактора существенно превалирует над вторым. Между тем различная химическая природа коагулянтов ПЗП, неравномерность их распределения по толщине и глубине пласта, а также неоднородность литологического характера горных пород и разреза продуктивной толщи требуют тщательного анализа, увязки с историей эксплуатации скважин для принятия обоснованного решения о выборе соответствующего состава и технологии КО.

В связи с этим представляет интерес краткое дискретное рассмотрение ряда основных факторов, влияющих на продуктивность и приёмистость скважин, а также на прогнозируемую успешность ОПЗ скважин кислотными составами.

2.1. Кольматация призабойной зоны пласта твёрдыми неорганическими частицами и органическими отложениями

Твёрдые кольматанты неорганической природы по отношению к кислотным составам можно разделить на растворимые (карбонаты металлов, глина, песок, гидроокиси металлов, цемент, фосфаты кальция) и нерастворимые (гипс, барит). В свою очередь, растворимые частицы делятся на истинно растворимые (карбонаты и гидроокиси щелочно-земельных металлов) и обладающие реверсивной растворимостью, т.е. способные при повышении рН среды вновь осажаться (гидроокись железа, сидерит, фосфаты кальция), или приводящие по мере растворимости в кислотах к образованию осадков новой химической природы (глины, песка, цемента). В том или ином количестве большинство таких кольматантов присутствует в ПЗП.

Глубина нахождения кольматантов в околоскважинной зоне может исчисляться от нескольких сантиметров до метров. Причём по мере снижения проницаемости коллектора глубина его кольматации уменьшается. Из-за различия естественной проницаемости коллекторов имеют место также неравномерность притока пластовых флюидов в ствол скважины по толщине пласта и, наоборот, фильтрация жидкостей вглубь пласта. Поэтому на практике, как правило, имеет место преимущественное поступление закачиваемых низковязких технологических жидкостей в одни и те же проницаемые участки перфорированной толщины пласта, улучшая ещё более их проницаемость.

Снижение проницаемости ПЗП происходит не только в результате искусственного отрицательного воздействия на пласт, но и является следствием отложения на поверхности порового пространства различного рода органических осадков (например, АСПО), выделяющихся из состава нефти вследствие изменения термобарических, гидродинамических и химических условий. Естествен-

но, отложения АСПО происходят не в чистом виде, а включают в себя и неорганическую часть (окислы железа, водонерастворимые соли, горную породу и др.). В результате этого эффективность растворения кольматантов неорганической природы кислотными растворами резко снижается, и обработки не приводят к желаемым результатам.

3. Глубина проникновения кислотных составов в пласт и охват кислотным воздействием ПЗП

Ранее упоминалось о значительной глубине проникновения кольматантов в ПЗП.

Известно, что глубина проникновения активной кислоты в пласт определяется при прочих равных условиях темпом её нагнетания и скоростью реагирования с горной породой. Поскольку темп нагнетания кислотного раствора является довольно стабильной величиной и ограничен прочностью НКТ, то основное внимание исследователей привлекает параметр скорости реагирования кислотных растворов с горной породой.

Наиболее активными в отношении карбонатов являются кислотные растворы с 20-25 %-й концентрацией HCl, которые и поставляются для нефтегазовой промышленности.

Вместе с тем следует учитывать, что более концентрированные растворы HCl реагируют с карбонатной породой более длительное время, растворяют при прочих равных условиях большую массу породы, продуцируют большой объём CO₂ и в меньшей степени теряют свою активность с разбавлением пластовой водой при движении в глубь пласта.

Фактором, оказывающим заметное влияние на скорость нейтрализации кислотного раствора в пласте, является соотношение реагирующей с кислотой поверхности с её объёмом. Увеличение этого соотношения довольно резко усиливает скорость нейтрализации кислотного раствора за одно и то же время, что подтверждается в прямых экспериментах. Например, исследованиями В.П. Ша-

линова и др. (1985 г.) на образцах естественных карбонатных кернов проницаемостью $0,52 \text{ мкм}^2$ при скорости закачки $1 \text{ см}^3/\text{мин}$. 20 %-го раствора HCl на выходе из керна (длиной 2,3 см и диаметром 2,5 см) была зафиксирована кислота 0,1 %-ной концентрации через 2 мин. На керне же проницаемостью $0,052 \text{ мкм}^2$ – через 5 мин.

Эти данные свидетельствуют о том, что для увеличения глубины проникновения активной кислоты в пласт по мере снижения его проницаемости следует замедлять скорость её реакции. Особенно это касается глинокислотных обработок в низкопроницаемых пластах.

В общем по данным ряда авторов глубина проникновения обычных кислотных растворов в ПЗП исчисляется от долей до нескольких сантиметров в зависимости от темпа закачки и их концентрации.

Эффективный путь устранения этого недостатка состоит:

- в уменьшении поверхности контакта кислотного раствора с горной породой за счёт адсорбции на ней компонентов, предварительно закачиваемых в пласт или содержащихся в нагнетательном кислотном составе (ПАВ, гидрофобизаторов и др.);
- снижении подвижности ионов кислоты за счёт придания повышенной вязкости составу или бронирования кислоты в составе эмульсий;
- обратимой коагуляции части разветвлённой сети фильтрационных каналов с целью уменьшения интенсивности утечек в них кислоты.

Другим немаловажным фактором успешности кислотных обработок является охват пласта кислотным воздействием по его толще. Одной из значимых величин в формуле притока нефти к забою скважин является эффективная толщина пласта. Согласно расчётам Ю.А. Балакирова и И.В. Кривоносова (1971 г.), чем больше толщина охвата пласта кислотным воздействием, тем выше эффективность обработки при прочих равных условиях. В силу гидродинамики потоков закачиваемого обычного кислотного раствора этого достичь практически нельзя.

В целях повышения охвата пласта кислотным воздействием существует множество составов и эффективных технологических приёмов, основным моментом которых являются блокировка высокопроницаемых зон и перераспределение активного кислотного раствора в менее проницаемые и более закольматированные участки ПЗП, а также применение загущенных кислотных составов, о чём будет сказано ниже.

4. Составы для кислотной обработки скважин

Разработанные и используемые в нефтепромысловой практике кислотные составы условно можно разделить на две большие группы: водные растворы кислот и сложные кислотные составы. В свою очередь, сложные кислотные составы классифицируют на кислотные пены, прямые и обратные эмульсии, мицеллярные растворы с различными переходными структурами между ними.

4.1. Кислотные составы на водной основе

Наиболее широкое применение получили обычные солянокислотные растворы, как правило, содержащие HCl 10-18 %-ной концентрации, и глинокислотные с концентрацией HF 3-5 %. Они находятся на этапе освоения скважин и при первичных обработках.

В целях увлечения проникающей способности таких составов в пласт при обработках низкопроницаемых коллекторов, улучшении их нефтеотмывающих свойств, а также замедлении скорости реакции с карбонатами вводят различные ПАВ типа ОП-10, АФ₉₋₁₂, МЛ-72 и др. Так, с добавкой лишь 0,25 % ОП-10 10 %-ный раствор HCl имеет скорость реакции с карбонатами около 7000 г/(м² · ч) при 25 °С.

При обработках железосодержащих коллекторов с целью удержания ионов Fe³⁺ в растворённом состоянии дополнительно вводят туда до 5 % уксусной или до 1 % лимонной кислоты. Применение других комплексообразователей ионов железа в отечественной практике затруднено из-за их дефицитности и высокой стоимости.

Одними из эффективных составов для кислотной обработки низкопроницаемых обводнённых пластов являются ацетоно-, гликоле- или спиртокислотные растворы, которые широко используются в районах Западной Сибири, Средней Азии и Астрахани.

Введение спирта или ацетона позволяет снизить межфазное натяжение на границе с нефтью, улучшить проникающую способность состава в пласт, эффективно удалить влагу из пор пласта и замедлить скорость реакции с горной породой. К недостаткам таких кислотных растворов относятся их высокая пожаро- и взрывоопасность, токсичность, а так же высокая коррозионная активность с отсутствием комплексирующей способности в отношении ионов Fe^{3+} .

Альтернативным решением в этом плане является разработка таких кислотных составов, которые содержали бы поверхностно-активный компонент с высокими ингибирующими и железоккомплексирующими свойствами.

Одной из причин низкой эффективности повторных кислот и глинокислотных обработок ПЗП является проникновение низковязких кислотных растворов в одни и те же высокопроницаемые интервалы пласта с прорывом кислот вплоть до нагнетательных скважин. При этом в разработку не подключаются перфорированные толщины пласта, которые закольматированы в процессе вскрытия и эксплуатации скважин. Для устранения этого недостатка широко практикуют предварительное нагнетание в скважины вязких изолирующих материалов до начала роста давления закачки с целью перекрытия дренированных зон и перераспределения потоков кислоты в менее проницаемые нефтегазонасыщенные интервалы. Такие технологии отличаются, как правило, используемым блокирующим материалом.

Практическое осуществление такого процесса в нашей стране предложено в начале 70-х гг. путём попеременной закачки порций 3-5 %-ных растворов КМЦ или загущенных хлористым натрием до 500-700 мПа · с растворов лигносульфонатов технических.

4.2. Пенокислоты

Пенокислотные обработки (ПКО) скважин имеют несомненные преимущества перед обычными КО. В пенокислотном составе замедляется в 10-18 раз скорость реакции с карбонатами в связи с уменьшением поверхности контакта между активной кислотой и горной породой, а также ограничением диффузии свежих порций кислоты и ее обратного раствора. За счёт повышенной вязкости пенокислоты значительно увеличивается охват пласта кислотным воздействием. Наличие в пене дисперсной газовой фазы с большой удельной поверхностью способствует эффективному выносу из ПЗП твёрдых кольматантов.

Исследованиями В.С. Уголева и др. (1978 г.) установлено, что наибольшей стабильностью обладают кислотные пены на основе 10 % HCl, содержащие традиционно использующиеся для этой цели ПАВ.

Кроме того, согласно зарубежным данным при прокачке через карбонатные керны вспененной кислоты образуется густая сеть протяжённых каналов растворения в отличие от нескольких неглубоких каналов для обычного кислотного раствора.

Опыт проведения пенокислотных обработок на месторождениях Пермской области в 70-х гг. прошлого столетия позволил повысить успешность КО в два раза при одновременном расширении профиля притока примерно в 1,5 раза.

В дальнейшем технология ПКО получила некоторое видоизменение в целях придания ей более направленного воздействия на низкопроницаемые толщины. При этом перед пенокислотой в пласт закачивают временно закупоривающий состав (ВЗС) со степенью аэрации 1,5-3,0 в пластовых условиях. Массовое содержание компонентов в составе ВЗС следующее, %:

- химически осаждённый мел – 30-40;
- алебастр – 2-6;
- ПАВ – 1-2;
- вода – остальное.

При обработке шести скважин имели место тенденции снижения обводнённости и увеличения дебита скважин.

В объединении «Юганскнефтегаз» на полимиктовых коллекторах используют предварительную закачку пеноглинокислотного состава, состоящего из, %:

- HCl – 28;
- HF – 5;
- ОП-10 – 3;
- КМЦ-600 – 1,5;
- вода – остальное,

который продавливают в пласт глинокислотным раствором без КМЦ-600.

В США применяют циклическую закачку вспененной воды для блокирования трещин с наращиванием объёма газа (N_2) от 40 до 80 %, а затем 40-кратной вспененной азотом кислоты.

В последние годы положительные качества пенокислот используются при генерировании их в забойных и пластовых условиях. При этом используют реакции газовыделения, происходящие в контакте HCl и реагентов газовыделения (мочевина, нитрит аммония, нитрит натрия и хлористый аммоний). Такие обработки широко используются на месторождениях Западной Сибири и Северного Кавказа.

4.3. Прямые кислотосодержащие эмульсии

В условиях интенсивного отложения АСПО на стенках фильтрационных каналов, сопряжённых с неоднородностью пластов, применение кислотных растворов без углеводородных растворителей неэффективно. Для трещиноватых же коллекторов в таких условиях требуется ещё и равномерное поступление углеводородных растворителей с кислотой в ПЗП.

Одним из решений этой проблемы является применение прямых кислотосодержащих эмульсий (ПКЭ) с внутренней углеводородной фазой. При их закачке создаются условия для повышения охвата ПЗП воздействием по толщине и глубине, равномерного продвижения растворителя без их быстрой диффузии по

радиусу проникновения, предотвращению преждевременного осаждения диспергированных кольматантов, а также снижается скорость коррозии подземного оборудования.

Кроме того, более низкие значения плотности эмульсии позволяют им с большей долей вероятности фильтроваться в верхние, менее водонасыщенные интервалы, снижая объём попадания эмульсии в зоны, граничащие с подошвенной водой.

Ассортимент известных композиций таких эмульсий невелик и по составу практически идентичен.

Так, известна ПКЭ, которая включает, %:

- керосин – 30-55;
- 10-13 %-ный раствор HCl – 40-65;
- 30 %-ный раствор сепарола в воде и 5,8 %-ный раствор ПАА в воде – 0,01-0,1.

Эмульсия имеет эффективную вязкость 13-35 мПа · с и за 6 часов растворяет 30-65 % мрамора, успешно испытана на месторождениях Азербайджана.

В промысловых экспериментах эмульсию закачивали из расчёта 0,5-1,0 м³ на 1 м вскрытой толщины пласта и продавливали в ПЗП углеводородным растворителем. Однако в ряде случаев отмечалось увеличение обводнённости продукции. Это, очевидно, свидетельство преимущественного поступления эмульсии в водонасыщенные интервалы ввиду её гидрофильности и невысокой вязкости. Массовое содержание второго состава эмульсии следующее: 0,2-1,0 % ОП-10 или 0,7-1,5 % смеси ОП-10 и МЛ-80 и остальное – нефть и 12-24 %-ный раствор HCl в соотношении 1:1.

При промышленном применении эмульсий на месторождениях Мангышлака в добывающих скважинах успешность составила более 50 %, а в нагнетательных – более 70 %.

Известные зарубежные составы прямых кислотных эмульсий, кроме углеводорода, ПАВ и кислоты, включают не менее 5 г/дм³ антифильтратов полимерной природы (патент 3934651 США, МКИ Е 21 В 43/27).

Следует отметить, что недостатками прямых эмульсий, стабилизированных, как правило, неионогенными ПАВ, являются трудность регулирования стабильности в пластовых условиях и их кислотная внешняя среда. При температуре, повышающей точку помутнения ПАВ, происходит их инактивация и эмульсия сразу разрушается с освобождением активного кислотного раствора. Попадание в состав эмульсий нефти при движении по нефтенасыщенным каналам может вызвать рост их вязкости, что ограничивает дальнейшую фильтрацию в глубь пласта.

4.4. Обратные кислотосодержащие эмульсии

Как упоминалось ранее, кислотной системой, эффективно обеспечивающей комплексную обработку ПЗП и повышающей охват пласта воздействием по толщине и глубине, является обратная кислотосодержащая эмульсия (ОКЭ).

При приготовлении ОКЭ на основе высоковязких нефтей имеют место их повышенная стабильность и очень медленная реакция с карбонатной породой. С этой целью предложено введение в состав нефти углеводородных растворителей, например, дизельного топлива. В результате «время жизни» ОКЭ сокращается до 2-4 часов, а вязкость – до 15-80 мПа · с. Технологически этот приём также трудно воспроизвести на практике из-за многообразия состава нефтей и растворителей.

Таким образом, известные составы ОКЭ отличают неравномерность обработки пласта по глубине из-за преимущественного увеличения диаметра крупных каналов, высокая активность кислотного раствора, освобождающегося из эмульсии, трудность разрушения при низких температурах, которая ещё более возрастает при растворении в них десорбированных с поверхности горной породы АСПО.

Лучшим составом ОКЭ был бы такой, который позволял бы доставить «бронированный» в углеводородной среде кислотный раствор за радиус цементного камня, довольно быстро разрушался в пласте, но при этом освободившийся кислотный раствор обладал бы низкой скоростью реакции с горной породой и

незначительной инфильтрацией по радиусу движения. В свою очередь углеводородная составляющая ОКЭ должна обладать высокой активностью в отношении АСПО как при движении по лифтовым трубам, так и в пласте.

Вместе с тем накопленный опыт применения известных составов ОКЭ в различных нефтяных регионах страны позволяет сделать вывод об их высокой эффективности, особенно при повторных операциях.

Так, на месторождениях Северного Кавказа из 10 повторных обработок в 60-х гг. прошлого столетия 7 были успешными.

На месторождениях НГДУ «Ишимбайнефть» до 1975 года было проведено 616 обработок с применением ОКЭ. При этом в среднем на одну обработку получено 220 тонн дополнительной нефти, а при простых СКО – 73 тонн.

В объединении «Пермнефть» из 10 обработок ОКЭ успешными оказались 7, по ним дебит возрос примерно в 2,1 раза, что в 1,7 раза превышает показатели при обычных СКО на этих объектах.

Успешными были и обработки ОКЭ 56 высокотемпературных скважин месторождений Ставрополя.

В последние годы в связи с незначительным ассортиментом составов ОКЭ, трудностью управления процессами их проникновения в пласт и нейтрализации кислоты в коллекторе, а также разложения при низких температурах объём применения ОКЭ в отрасли снизился и имеет место практически на высокотемпературных объектах Северного Кавказа и Ставрополя.

5. Способы солянокислотного воздействия

5.1. Кислотные ванны

Наиболее простыми кислотными обработками, предназначенными для очистки стенок и забоя скважин от остатков цементной и глинистой корок, продуктов коррозии, смолистых веществ, парафина и т.д. являются кислотные ванны.

Необходимое условие установления кислотной ванны – присутствие раствора кислоты в интервале обработки для чего разработаны определённые технологические приёмы закачки и продавки раствора кислоты в скважину.

Исходя из опыта работы, рекомендованы к применению кислотные обработки на основе как соляной и грязевой кислот, так и различных ПАВ, выступающих ингибиторами коррозии. Функции ПАВ при СКО не ограничиваются только защитой металла от коррозии. Добавление ПАВ к рабочему раствору кислоты обеспечивает также более полное удаление из пласта отработанной кислоты и продуктов реакции за счёт снижения поверхностного натяжения на границе «нефть – отработанный раствор соляной кислоты», а также за счёт гидрофобизации (гидрофобность – свойство поверхности тела не смачиваться водой) поверхности породы пласта. Наиболее эффективными гидрофобизирующими реагентами являются гидрофобизатор ИВВ-1 и Нефтенол-ГФ, концентрация которых составляет 0,5-1,5 %.

Технологический процесс осуществляется следующим образом. Колонну НКТ спускают до нижней отметки зоны перфорации и поддерживают циркуляцию воды до устойчивого перелива её из затрубного пространства. При открытом затрубном пространстве в НКТ закачивают расчётное количество раствора соляной или грязевой кислоты с добавками гидрофобизатора или других ПАВ от башмака НКТ до верхней границы обрабатываемого пласта или интервала перфорации, а затем без остановки продавочную жидкость. После закачивания продавочной жидкости в объёме, равном объёму НКТ, закрывают задвижки в НКТ и выкиде затрубного пространства, и скважина оставляется на реагирование на 0,5-6 часов. По истечении времени реагирования производят промывку скважины через затрубное пространство (обратная промывка) водой или через НКТ (прямая промывка) нефтью с целью удаления с забоя продуктов реакции. В нефтяных добывающих скважинах, находящихся в эксплуатации, при обратной промывке в затрубное пространство закачивают нефть.

Динамические солянокислотные и грязекислотные обработки проводятся аналогичным образом, но с меньшей выдержкой кислоты на реакцию. Расчётное

количество соляной или грязевой кислоты с добавками гидрофобизатора закачивается в НКТ, доводится до зоны перфорации расчётным количеством промывочной жидкости (нефть, вода) выдерживается 0,5-1 час. После выдержки закачивается ещё 1,0-1,5 м³ промывочной жидкости, выдерживается 0,5-1 час и т.д. Таких циклов необходимое количество раз, а затем производится промывка скважины, обратная или прямая.

5.2. Простые кислотные обработки

Применяются наиболее часто в практике для интенсификации притока нефти. Технологически этот метод осуществляется так же, как и кислотная ванна, с той лишь разницей, что кислота закачивается в пласт под давлением.

Основная цель такой обработки – повышение проницаемости призабойной зоны за счёт растворения привнесённых в пласт взвесей и увеличение проходного сечения поровых каналов при частичном растворении карбонатных пород.

Наибольшая эффективность достигается при проведении простых кислотных обработок после проведения кислотных ванн.

5.3. Термокислотная обработка скважин

Плотные малопроницаемые доломиты и некоторые другие породы плохо растворяются в холодной кислоте. Взаимодействию кислоты с породой часто мешают отложения на забое скважины парафина, смол и асфальтенов. Поэтому для повышения эффективности обработки скважин применяют нагретую кислоту.

Кислоту нагревают химическим путём, т.е. за счёт экзотермической реакции взаимодействия соляной кислоты с реагентами, загружаемыми в специальный наконечник, опускаемый на трубах в скважину. Лучший реагент для термокислотных обработок – магний, при растворении которого в соляной кислоте выделяется большое количество теплоты (19,1 МДж или 4662,5 ккал на 1 кг Mg), а продукты реакции хорошо растворяются в воде.

На промыслах применяют два технологических варианта обработки скважин нагретой кислотой. По первому варианту количество кислоты и магния берут в соотношении, обеспечивающем при полном растворении металла нагревание всей соляной кислоты до оптимальной температуры. Такую обработку называют термохимической. Её применяют для расплавления парафина и асфальтовых отложений на забое скважины и обработки приствольной части пласта, так как вследствие высокой активности кислота нейтрализуется в призабойной зоне вблизи ствола скважины.

По второму варианту берут значительно больше кислоты, чем её нужно для растворения магния. Скважину обрабатывают в две стадии, непрерывно следующие одна за другой. Первая стадия – термическая обработка, вторая – обычная кислотная обработка. После воздействия нагретой кислотой забой скважины очищается, поэтому холодная кислота активно воздействует на породу. Такую обработку принято называть термокислотной.

Для проведения термокислотных и термохимических обработок применяют специальные наконечники. Магниевые стержни помещают в верхнюю часть наконечника – в трубку, которая соединена переводником и муфтой с насосно-компрессорными трубами. В этой трубе происходит взаимодействие магния с кислотой. Нагретая кислота, пройдя через решётку, попадает в нижнюю трубу, которая служит для выброса кислоты через нителы, размещённые попарно в шахматном порядке. Для удаления выделяющегося водорода в наконечнике устанавливают воронку-газоотбойник, а в верхней части нижней трубы просверливают отверстия. Нижний конец нижней трубы наглухо закрывают пробкой. В нижней трубе на растянутых пружинах устанавливают регистрирующий термометр в защитном кожухе.

Во время термической обработки важно установить правильный режим закачки кислоты в скважину. При быстрой подаче кислота не успевает реагировать с магнием и температура ее не повышается до необходимой величины. Режим нагнетания кислоты, соответствующий количеству магния и необходимой температуре нагревания кислоты, можно подобрать путём стендовых испытаний

или расчётным способом. Количество 15 %-ной кислоты обычно берут из расчёта 100 дм³ на 1 кг магния. При этом температура раствора кислоты с остаточной концентрацией HCl, равной 11-12 %, повышается на 60-70° С. На одну обработку расходуется несколько десятков килограммов магния.

Эффективность термохимической обработки призабойных зон скважин можно повысить, если экзотермическая реакция будет происходить не в скважине, а в пласте. Это достигается путём предварительного введения порошкового магния в пористую среду с последующим нагнетанием в пласт кислоты. Доставка его в пласт производится с помощью магниеносителя, в качестве которого используется жидкость на крахмальной основе (с концентрацией технического крахмала 1-2 % в 2 %-ном растворе NaOH и KOH). В этой жидкости порошок магния остается во взвешенном состоянии. Эта жидкость предварительно нагнетается в пласт в качестве подушки, оттесняющей нефть от забоя и закрывающей дренированную часть пласта. Нефть удаляют, чтобы избежать загрязнения ею поверхности частиц магния, препятствующего полному развитию экзотермической реакции при нагнетании в пласт соляной кислоты.

6. Выводы

Обобщение изложенных экспериментальных и промысловых данных свидетельствует о необходимости расширения работ в отрасли по применению прогрессивных технологий и типов кислотных составов для повышения эффективности КО скважин.

На поздней стадии разработки месторождений предпочтение следует отдавать комплексным технологиям обработки ПЗП, включающим проведение работ по ограничению водопритоков или изменению профиля нагнетания воды с последующей закачкой кислотно-углеводородных композиций пролонгированного действия, или использовать загущенные поверхностно-активные кислотные составы.

Кроме того, на этапе проектирования кислотной обработки серьёзное внимание должно уделяться вопросам:

- ингибирования коррозии подземного оборудования и креплению скважин;
- удлинению срока активности кислот в пластовых условиях;
- предотвращению образования новых нерастворимых осадков;
- снижению скорости рассеивания составов вблизи ствола скважин;
- подбору эффективных растворителей АСПО;
- гидрофобизации фильтрационной поверхности, а также сопряжённой проблеме быстрого и максимально возможного выноса на дневную поверхность обработанных составов.

Новые типы кислотных композиций на основе химических соединений с высокой поверхностной, гидрофобизирующей и железокomплексирующей активностью позволяют надеяться на существенный прогресс в вопросах повышения эффективности кислотных обработок скважин на поздней стадии их эксплуатации.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление: в 2 томах: учебное пособие. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2011. – Т. 1-2.
2. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин: учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар: ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2012-2015. – Т. 1-4.
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах: учебное пособие. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2013-2014. – Т. 1-4.
5. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 576 с.
6. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоения нафтових і газових свердловин. Наука і практика: монографія. – Львів: Сполом, 2018. – 476 с.
7. Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие. – Краснодар: ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 203 с.
8. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2013. – 336 с.
9. Савенок О.В., Лаврентьев А.В., Березовский Д.А. Проектирование кислотной обработки пласта: методические указания к практическим занятиям по дисциплине «Управление продуктивностью скважин». – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2014. – 86 с.

10. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований: учебное пособие. – Краснодар: Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
11. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар: Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 267 с.
12. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М.: Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
13. Повышение продуктивности пласта воздействием кислотных композиций [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625a3ac78b4d43a88521206c37_0.html
14. Березовский Д.А., Лаврентьев А.В., Савенок О.В., Кошелев А.Т. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Ежемесячный научно-технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство». – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2014. – № 9. – С. 84-86.
15. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В. Анализ проведения солянокислотной обработки скважин на Средне-Макарихинском месторождении // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года): в 5 томах: сборник статей [под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок]. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 30-38.
16. Березовский Д.А., Яковлев А.Л., Самойлов А.С. Анализ применения солянокислотной обработки призабойных зон скважин Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2017. – № 03; URL: vsn.esrae.ru/3-15 Режим доступа: <http://vsn.esrae.ru/pdf/2017/03/15.pdf>
17. Березовский Д.А., Кусов Г.В. Определение расчётных показателей процесса солянокислотной обработки в скважине № 23 Южно-Шапкинском месторождения // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года): в 7 томах: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 76-87.
18. Кязимов Ф.К. оглы, Рзаева С.Д. кызы, Тулешева Г.Д. Экспериментальные исследования кислотного воздействия на неоднородные пласты // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.): в 7 т.: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 210-215.
19. Ленченкова Л.Е., Саманов А.Ш. Исследование осадка, образующегося при растворении кернов в соляной кислоте // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.): в 7 т.: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 219-220
20. Ленченкова Л.Е., Саманов А.Ш. Исследование поверхностного натяжения на границе кислотного состава и углеводородной фазы // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.): в 7 т.: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 221-222.
21. Омелянюк М.В., Рогозин А.А., Леонов Я.А. Интенсификация добычи нефти для терригенных коллекторов с применением кислотных композиций // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.): в 7 т.: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 2. – С. 59-62.

22. Омелянюк М.В., Рогозин А.А., Квашина А.М. Технология проведения солянокислотной обработки на скважинах Лёвкинского месторождения // Булатовские чтения: материалы III Международной научно-практической конференции (31 марта 2019 г.) : в 5 т. : сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2019. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 131-132.
23. Сулейменов Н.С. Исследование процесса кислотного разрушения фильтрационных корок и участка кольтации кислотной обработкой // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.): в 7 т.: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2018. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 303-306.
24. Яковлев А.Л., Самойлов А.С., Барамбонье Соланж. Анализ химических методов увеличения продуктивности скважин в ОАО «ТНК - Нижневартовск» // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2017. – № 02; URL: vsn.esrae.ru/2-8
Режим доступа: <http://vsn.esrae.ru/pdf/2017/02/8.pdf>
25. Яртиев А.Ф., Саегараев Р.Х., Подавалов В.Б. Применение кислотной эмульсии в НГДУ «Бавлынефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашиша // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.): в 7 т.: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 2. – С. 248-254.

REFERENCES

1. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfal'to-smolo-parafinovyе otlozheniya i gidratoobrazovaniya: preduprezhdenie i udalenie: v 2 tomah: uchebnoe posobie. – Krasnodar: ООО «Izdatel'skij Dom – YUg», 2011. – Т. 1-2.
2. Bulatov A.I., Voloshchenko E.YU., Kusov G.V., Savenok O.V. Ekologiya pri stroi-tel'stve neftyanyh i gazovyh skvazhin: uchebnoe posobie dlya studentov vuzov. – Krasnodar: ООО «Prosveshchenie-YUg», 2011. – 603 s.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Kapital'nyj podzemnyj remont neftyanyh i gazovyh skvazhin: v 4 tomah. – Krasnodar: ООО «Izdatel'skij Dom – YUg», 2012-2015. – Т. 1-4.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum po discipline «Zakanchivanie neftyanyh i gazovyh skvazhin»: v 4 tomah: uchebnoe posobie. – Krasnodar: ООО «Izdatel'skij Dom – YUg», 2013-2014. – Т. 1-4.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V., YAremijchuk R.S. Nauchnye osnovy i praktika osvoeniya neftyanyh i gazovyh skvazhin. – Krasnodar: ООО «Izdatel'skij Dom – YUg», 2016. – 576 s.
6. Bulatov A.I., Kachmar YU.D., Savenok O.V., YAremijchuk R.S. Osvoennya naftovih i gazo-vih sverdlovin. Nauka i praktika: monografiya. – L'viv: Spolom, 2018. – 476 s.
7. Savenok O.V. Teoreticheskie osnovy razrabotki neftyanyh i gazovyh mestoro-zhdenij: uchebnoe posobie. – Krasnodar: ООО «Prosveshchenie-YUg», 2011. – 203 s.
8. Savenok O.V. Optimizaciya funkcionirovaniya ekspluatacionnoj tekhniki dlya po-vysheniya effektivnosti neftepromyslovyh sistem s oslozhnyonnymi usloviyami do-bychi. – Krasnodar: ООО «Izdatel'skij Dom – YUg», 2013. – 336 s
9. Savenok O.V., Lavrent'ev A.V., Berezovskij D.A. Proektirovanie kislotnoj obra-botki plasta: metodicheskie ukazaniya k prakticheskim zanyatijam po discipline «Uprav-lenie produktivnost'yu skvazhin». – Krasnodar: ООО «Izdatel'skij Dom – YUg», 2014. – 86 s.
10. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., SHal'skaya S.V. Interpretaciya rezul'tatov gidrodinamicheskikh issledovaniy: uchebnoe posobie. – Krasnodar: Izd. FGBOU VO «KubGTU», 2017. – 203 s.
11. Savenok O.V., Ladenko A.A. Razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij. – Krasnodar: Izd. FGBOU VO «KubGTU», 2019. – 267 s.
12. Savenok O.V., Kachmar YU.D., YAremijchuk R.S. Neftegazovaya inzheneriya pri osvoenii skvazhin. – M.: Infra-Inzheneriya, 2019. – 548 s.

13. Povyslenie produktivnosti plasta vozdejstviem kislotnyh kompozicij Elek-tronnyj resurs. Rezhim dostupa:
http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625a3ac78b4d43a88521206c37_0.html
14. Berezovskij D.A., Lavrent'ev A.V., Savenok O.V., Koshelev A.T. Razrabotka fiziko-himicheskikh modelej i metodov prognozirovaniya sostoyaniya porod-kollektorov // Ezhemesyachnyj nauchno-tekhnicheskij i proizvodstvennyj zhurnal «Neftyanoe hozyajst-vo». – M.: ZAO «Izdatel'stvo «Neftyanoe hozyajstvo», 2014. – № 9. – С. 84-86.
15. Berezovskij D.A., Kusov G.V., Savenok O.V. Analiz provedeniya solyanokislotnoj obrabotki skvazhin na Sredne-Makarihinskom mestorozhdenii // Bulatovskie chteniya: materialy I Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii (31 marta 2017 goda): v 5 tomah: sbornik statej [pod obshch. red. d-ra tekhn. nauk, prof. O.V. Savenok]. – Kras-nodar: ООО «Izdatel'skij Dom – YUg», 2017. – Т. 2: Razrabotka neftnyah i gazovyh mestorozhdenij. – S. 30-38.
16. Berezovskij D.A., YAkovlev A.L., Samojlov A.S. Analiz primeneniya solyanokislot-noj obrabotki prizabojnyh zon skvazhin Abdrahmanovskoj ploshchadi Romashkinskogo mestorozhdeniya // Vestnik studencheskoj nauki kafedry informacionnyh sistem i programmirovaniya. – 2017. – № 03; URL: vs.n.esrae.ru/3-15 Rezhim dostupa: <http://vs.n.esrae.ru/pdf/2017/03/15.pdf>
17. Berezovskij D.A., Kusov G.V. Opredelenie raschyotnyh pokazatelej processa solyanokislotnoj obrabotki v skvazhine № 23 YUzhno-SHapkinskogo mestorozhdeniya // Bulatovskie chteniya: materialy II Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii (31 marta 2018 goda): v 7 tomah: sbornik statej / Pod obshch. red. d-ra tekhn. nauk, prof. O.V. Savenok. – Krasnodar: ООО «Izdatel'skij Dom – YUg», 2018. – Т. 2 v 2 ch.: Razrabotka neftnyah i gazovyh mestorozhdenij. – CH. 1. – S. 76-87.
18. Kyazimov F.K. ogly, Rzaeva S.D. kyzy, Tulesheva G.D. Eksperimental'nye issledo-vaniya kislotnogo vozdejstviya na neodnorodnye plasty // Bulatovskie chteniya: mate-rialy II Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii (31 marta 2018 g.): v 7 t.: sbornik statej / Pod obshch. red. d-ra tekhn. nauk, prof. O.V. Savenok. – Krasnodar: ООО «Izdatel'skij Dom – YUg», 2018. – Т. 2 v 2 ch.: Razrabotka neftnyah i gazovyh mesto-rozhdenij. – CH. 1. – S. 210-215.
19. Lenchenkova L.E., Samanov A.SH. Issledovanie osadka, obrazuyushchegosya pri rastvo-renii kernov v solyanoj kislote // Bulatovskie chteniya: materialy II Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii (31 marta 2018 g.): v 7 t.: sbornik statej / Pod obshch. red. d-ra tekhn. nauk, prof. O.V. Savenok. – Krasnodar: ООО «Izdatel'skij Dom – YUg», 2018. – Т. 2 v 2 ch.: Razrabotka neftnyah i gazovyh mestorozhdenij. – CH. 1. – S. 219-220
20. Lenchenkova L.E., Samanov A.SH. Issledovanie poverhnostnogo natyazheniya na granice kislotnogo sostava i uglevodorodnoj fazy // Bulatovskie chteniya: materialy II Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii (31 marta 2018 g.): v 7 t.: sbornik statej / Pod obshch. red. d-ra tekhn. nauk, prof. O.V. Savenok. – Krasnodar: ООО «Izdatel'skij Dom – YUg», 2018. – Т. 2 v 2 ch.: Razrabotka neftnyah i gazovyh mestorozhdenij. – CH. 1. – S. 221-222.
21. Omel'yanyuk M.V., Rogozin A.A., Leonov YA.A. Intensifikaciya dobychi nefi dlya terrigennyh kollektorov s primeneniem kislotnyh kompozicij // Bulatovskie chte-niya: materialy II Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii (31 marta 2018 g.): v 7 t.: sbornik statej / Pod obshch. red. d-ra tekhn. nauk, prof. O.V. Savenok. – Kras-nodar: ООО «Izdatel'skij Dom – YUg», 2018. – Т. 2 v 2 ch.: Razrabotka neftnyah i gazo-vyh mestorozhdenij. – CH. 2. – S. 59-62.
22. Omel'yanyuk M.V., Rogozin A.A., Kvashina A.M. Tekhnologiya provedeniya solyanokis-lotnoj obrabotki na skvazhinah Lyovkinskogo mestorozhdeniya // Bulatovskie chteniya: materialy III Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii (31 marta 2019 g.) : v 5 t. : sbornik statej / Pod obshch. red. d-ra tekhn. nauk, prof. O.V. Savenok. – Kras-nodar: ООО «Izdatel'skij Dom – YUg», 2019. – Т. 2: Razrabotka neftnyah i gazovyh mestorozhdenij. – S. 131-132.
23. Sulejmenov N.S. Issledovanie processa kislotnogo razrusheniya fil'tracionnyh korok i uchastka kol'matacii kislotnoj obrabotkoj // Bulatovskie chteniya: materialy II Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii (31 marta 2018 g.): v 7 t.: sbor-nik statej / Pod obshch. red. d-ra tekhn.

nauk, prof. O.V. Savenok. – Krasnodar: OOO «Iz-datel'skij Dom – YUg», 2018. – T. 3: Burenie neftyanyh i gazovyh skvazhin. – S. 303-306.

24. YAKovlev A.L., Samojlov A.S., Barambon'e Solanzh. Analiz himicheskikh metodov uvelicheniya produktivnosti skvazhin v OAO «TNK - Nizhnevartovsk» // Vestnik studencheskoj nauki kafedry informacionnyh sistem i programmirovaniya. – 2017. – № 02; URL: vsn.esrae.ru/2-8 Rezhim dostupa: <http://vsn.esrae.ru/pdf/2017/02/8.pdf>

25. YArtiev A.F., Saetgaraev R.H., Podavalov V.B. Primenenie kislotnoj emul'sii v NGDU «Bavlyneft'» PAO «Tatneft'» im. V.D. SHashisha // Bulatovskie chteniya: materialy II Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii (31 marta 2018 g.): v 7 t.: sbornik statej / Pod obshch. red. d-ra tekhn. nauk, prof. O.V. Savenok. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2018. – T. 2 v 2 ch.: Razrabotka neftyanyh i gazovyh mesto-rozhdenij. – CH. 2. – S. 248-254.

INCREASE IN OIL RECOVERY BY ACID COMPOSITIONS

Barambonye¹ S., Ocheredko² T. B.

¹*Kuban state technological university, barambone91@mail.ru*

²*Kuban state technological university, a-ocheredko@mail.ru*

The article provides a brief analysis of the main factors that cause the need and determine the effectiveness of acid treatment of wells and at the same time, often leveling their success. The clogging of the bottomhole formation zone with solid inorganic particles and organic sediments, as well as the depth of penetration of acidic compounds into the formation and coverage of the acidic bottomhole formation zone, are considered. The compositions for acid treatment of wells (water-based acidic compositions, foam acids, direct acid-containing emulsions and reverse acid-containing emulsions), as well as new acid compositions for re-treatment of wells at a late stage of their operation are described. The methods of hydrochloric acid exposure (acid baths, simple acid treatments and thermo-acid treatment of wells) are shown.

Keywords: effectiveness of acid treatment wells; colmatage of the bottomhole formation zone; depth of penetration of acidic compounds into the reservoir; coverage of the acidic impact of the bottomhole formation zone; acid treatment compositions; methods of hydrochloric acid exposure; acid recycling compounds.