

УДК 622.276.63

ОБРАБОТКА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА С ЦЕЛЬЮ УВЕЛИЧЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ СКВАЖИН НА ТАЛАКАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

BOTTOMHOLE ZONE TREATMENT TO INCREASE WELL PRODUCTIVITY ON THE TALAKANSKOYE FIELD

Петрушин Евгений Олегович
заместитель начальника промысла,
ОАО «Печоранефть»
eopetrushin@yahoo.com

Арутюнян Ашот Страевич
кандидат технических наук,
доцент кафедры прикладной математики,
Кубанский государственный
технологический университет
mereniya@mail.ru

Аннотация. Остаточные запасы нефти Талаканского месторождения находятся в низкопористых, малопроницаемых, зачастую трещиноватых карбонатных коллекторах осинского горизонта, а трещины, отмечающиеся по всему разрезу, имеют незначительную раскрытость. Это предопределяет актуальность промышленного применения на Талаканском месторождении в качестве одного из наиболее эффективных методов интенсификации притока нефти солянокислотных обработок. Суть проведённых расчётов показывает, что применение солянокислотных обработок призабойной зоны пласта на Талаканском месторождении является технологически эффективным методом для увеличения нефтеотдачи пластов, что можно использовать в дальнейшем для прогнозирования эффективности солянокислотных обработок на других скважинах.

Ключевые слова: анализ геолого-технических мероприятий; обычная солянокислотная обработка; пенокислотная обработка; нефтекислотная обработка; термокислотная обработка; типы ингибиторов и их свойства; техника и технология кислотных обработок скважин.

Petrushin Evgeniy Olegovich
Deputy head of oil and gas trade,
JSC «Pechoraneft»
eopetrushin@yahoo.com

Arutyunyan Ashot Straевич
candidate of technical sciences,
associate professor of applied
mathematicians department,
Kuban state technological university
mereniya@mail.ru

Annotation. The residual oil reserves of the Talakanskoye field are located in low-porous, low-permeable, often fractured carbonate reservoirs of the Osinian horizon, and the fractures occurring throughout the section have little openness. This predetermines the relevance of industrial use in the Talakanskoye field as one of the most effective methods for intensifying the oil inflow of hydrochloric acid treatments. The essence of the performed calculations shows that the use of hydrochloric acid treatments in the bottomhole formation zone in the Talakanskoye field is a technologically effective method for enhancing oil recovery, which can be used later to predict the effectiveness of hydrochloric acid treatments in other wells.

Keywords: analysis of geological and technical measures; conventional hydrochloric acid treatment; foam acid treatment; oil acid treatment; thermal acid treatment; types of inhibitors and their properties; technology and technology of acid treatment wells.

Анализ геолого-технических мероприятий
Кислотная обработка – это метод увеличения проницаемости призабойной зоны скважины путём растворения составных частиц породы пласта, а также инородных частиц, которыми загрязнены породы.

Выбор вида обработки зависит от минерального состава и свойств пласта, цели и очередности проведения кислотной обработки.

Обычная солянокислотная обработка

Применение простых кислотных обработок – наиболее распространённого вида кислотных обработок нефтяных скважин – направлено на воздействие растворами кислоты на продуктивные породы призабойной зоны скважин с целью повышения их производительности. Объектами для проведения простых кислотных обработок могут быть нефтяные, газовые, нагнетательные или сбросовые скважины.

Простые кислотные обработки, как правило, являются вторым видом после проведения кислотных ванн, если совокупность условий позволяет их осуществление.

Простые кислотные обработки являются методом первичного воздействия раствором кислоты на породы призабойной зоны скважины. Если кислотные ванны подготавливают поверхность ствола скважины в интервале продуктивных коллекторов, то цель простых кислотных обработок – воздействие растворами кислоты на породы призабойной зоны как для разработки порового пространства её, так и для выноса загрязняющих призабойную зону материалов за счёт увеличения проницаемости пород.

При этом необходимо иметь в виду, что первая простая кислотная обработка на скважине должна охватывать призабойную зону в непосредственной близости от стенок скважины. При последующих простых кислотных обработках скважины объёмы растворов кислоты должны увеличиваться в соответствии с необходимостью воздействовать на породы призабойной зоны по большому радиусу. Простые кислотные обработки могут применяться на скважинах с открытым забоем или обсаженным колонной. В зависимости от химико-минералогического состава пород при простых кислотных обработках применяют растворы соляной кислоты или смесь соляной и плавиковой кислот.

Технология и техника проведения простых кислотных обработок

Подготовка скважины с открытым стволом перед проведением простой кислотной обработки заключается в тщательной очистке забоя и стенок скважины. Очистка стенок открытого ствола скважины, как уже указывалось выше, производится сочетанием механических методов и кислотной ванны в зависимости от состояния стенок скважины. В скважинах с продуктивным пластом, обсаженным колонной, подготовка скважины сводится к очистке забоя от загрязняющей его пробки. В подготовительные работы перед проведением простой кислотной обработки входят: извлечение штанг, допуск фильтра до подошвы обрабатываемого пласта, приготовление необходимых объёмов раствора кислоты и продавочных жидкостей. Как и перед проведением кислотной ванны, весьма существенно определить гидродинамическое состояние скважины – коэффициент продуктивности, статический уровень, скорость накопления уровня и др. проведение простой кислотной обработки связано с проникновением раствора кислоты в поровое пространство призабойной зоны скважины. Поэтому в зависимости от гидродинамического состояния скважины подготовительные работы должны предусматривать подготовку на скважине определённых объёмов сырой дегазированной нефти, которая будет использоваться в процессе закачки кислоты.

Для проведения простых кислотных обработок объём раствора кислоты планируют для каждого месторождения и каждой скважины индивидуально. Строго теоретически обосновать назначение точного объёма кислоты для получения максимального эффекта от обработки конкретной скважины на сегодня очень трудно. Основные данные, которыми необходимо располагать для достаточного обоснованного расчёта объёма кислоты, как-то: радиус призабойной зоны с искусственно сниженной проницаемостью, пористость, проницаемость и химико-минералогический состав пород призабойной зоны, в большинстве случаев или полностью отсутствуют, или имеются частично.

Кроме того, до настоящего времени слабо изучены кинетика взаимодействия растворов кислоты с породой в условиях пористого пространства призабойных зон и характер разрушения пород под действием кислоты. Всё это создаёт большие трудности для научно-технического обоснования объёма кислоты для получения максимального эффекта от солянокислотной обработки. При отсутствии указанных данных для первичных обработок нефтяных коллекторов того или иного месторождения на основе большого опыта применения кислотных обработок нефтяных скважин на многих месторождениях с карбонатными коллекторами объём кислоты следует устанавливать из расчёта $0,4\text{--}1,5\text{ м}^3$ на 1 м мощности обрабатываемого пласта. При этом наименьшие объёмы ($0,4\text{--}1,0\text{ м}^3$) на единицу мощности целесообразнее планировать для менее проницаемых пород с малыми начальными дебитами скважин. Для скважин с высоким начальным дебитом и породами высокой проницаемости следует планировать $1,0\text{--}1,5\text{ м}^3$ раствора кислоты на 1 м мощности обрабатываемого пласта. При этом имеется в виду, что минимальный объём кислоты назначается при первой обработке призабойной зоны скважины с последующим наращиванием объёма до максимального при повторных обработках.

При одной и той же степени карбонизации характер распределения карбонатов в песчаниках отличается большим разнообразием. Поэтому только промышленный опыт может позволить установить, при каком объёме кислоты и её концентрации на данном месторождении происходит интенсивный вынос песка после кислотной обработки. Обработки первых скважин на конкретном месторождении рекомендуется начинать с применением малых объёмов 0,3–0,6 м³ на 1 м мощности при концентрации кислоты 14 %. При больших мощностях нефтеносного пласта необходимо обработку производить по отдельным интервалам, предупреждая возможность ухода кислоты в другие интервалы ствола скважины тем или другим способом (пакерование, гидравлические условия закачки и т.д.).

Объёмы кислоты при повторных обработках скважин, как правило, должны быть увеличены по сравнению с первой обработкой или вообще с предыдущей обработкой для расширения сферы распространения активной кислоты по пласту от ствола скважины. Типовая технология проведения простых солянокислотных обработок заключается в следующем. После подъёма подземного оборудования эксплуатационную колонну шаблонируют и промывают забой скважины методом обратной промывки. После этого трубы с шаблоном поднимают и в скважину на НКТ спускают пакер, после чего скважину промывают водой повторно. Пакер устанавливают на 10–20 м выше верхних отверстий интервала перфорации, а ниже пакера спускают «хвост» НКТ такой длины, чтобы концы труб находились на уровне нижних отверстий интервала перфорации. Пакер опрессовывается на полторакратное давление, ожидаемое при закачке кислоты. Раствор соляной кислоты концентрацией 12–15 % закачивают в скважину насосными агрегатами через НКТ при открытом затрубном пространстве и продавливают в пласт водой (давление продавки создаётся в зависимости от приёмистости скважины). Скважину закрывают на 16–24 часа для реагирования.

После реагирования кислоты пакер срывают и скважину промывают. Затем спускают насосное оборудование и пускают скважину в работу, после чего регулярно измеряют дебит скважины, обводнённость продукции и продолжительность эффекта. Для производства закачки рабочих жидкостей при простых кислотных обработках устье скважины обвязывают с агрегатом «Азинмаш-30» с добавочной ёмкостью на прицепе или агрегатом другого типа (АН-500, ЦА-320) и добавочными ёмкостями для кислотных растворов и продавочной жидкости (рис. 1).

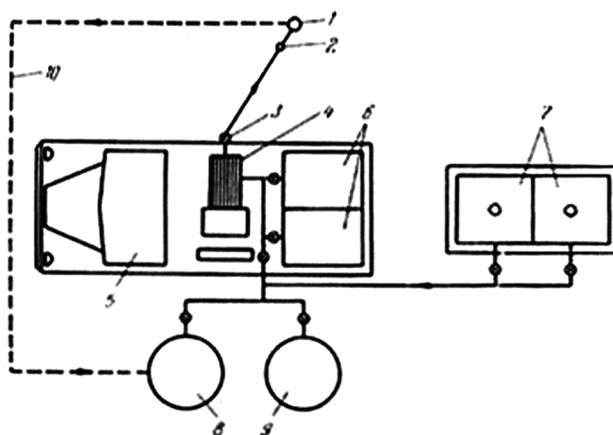


Рисунок 1 – Схема обвязки наземного оборудования при проведении простых кислотных обработок:
 1 – устье скважины; 2 – обратный клапан; 3 – задвижка высокого давления; 4 – насос 4НК-500; 5 – агрегат «Азинмаш 30А»; 6 – ёмкость для кислоты на агрегате; 7 – ёмкость для кислоты на прицепе;
 8 – ёмкость для продавочной жидкости; 9 – ёмкость для кислоты; 10 – линия для обратной циркуляции

Количество и объём ёмкостей определяются, исходя из предусмотренных планом обработки данной скважины объёма и числа различных жидкостей: солянокислотного раствора, глиноуксусной, нефти для установления циркуляции или подкачки в затрубное пространство и для продавливания кислоты и воды. Перед закачкой рабочих жидкостей поднимают штанги и насос и допускают трубы до забоя. Герметизируется устье скважины. При значительном зумпфе в скважине, особенно если обработка

зумпфа кислотой вызывает возможное обводнение скважин за счёт установления взаимосвязи с водоносным горизонтом, зумпф заливают тяжёлым раствором хлористого кальция (бланкет) с плотностью около $1,30 \text{ г/см}^3$, лишь незначительно не доводя его до нижней границы намеченного под обработку интервала пласта. В этом случае нижний конец НКТ помещают над уровнем бланкета. Ещё надёжнее заливать зумпф гидрофобной высоковязкой эмульсией из этого же раствора хлористого кальция и нефти.

В целях достижения высокой вязкости эмульсии для смешения следует давать возможно большее количество водной фазы – 70–80 % и более. Одновременно это обеспечивает и получения наибольшей плотности эмульсии. Если качество нефти не позволяет получить стабильную эмульсию типа «вода в нефти», то следует повысить эмульгирующую способность нефти добавлением к ней нефтерастворимых материалов, содержащих большее количество поверхностно-активных веществ: мазута, окисленного петролатума, кислого газойля.

При обработке пласта и его интервала, нижняя часть которого находится в доплавающей части залежи или обводнена в процессе эксплуатации скважины и по организационным причинам нельзя провести изоляционные работы перед обработкой скважины, необходимо предусмотреть залив бланкета из гидрофобной эмульсии повышенной плотности до уровня, на 2,0–2,5 м выше водонефтяного контакта. Целесообразнее устанавливать этот бланкет после предварительной задавки собственной нефти в пределы всего пласта как намеченного к обработке, так и обводнённой его части. Если в процессе обработки возможно подвергнуть воздействию кислоты зону газовой шапки, необходимо перед закачкой кислоты заполнить скважину в пределах всего открытого ствола скважины такой же эмульсией типа «вода в нефти», применив в качестве водной фазы обычную пресную воду.

Порядок и гидравлические условия закачки рабочих жидкостей при кислотных обработках в большей степени определяются гидродинамическим состоянием скважины к моменту обработки. При этом учитываются назначение скважин и их конструкция. Условия закачки должны обеспечивать поддержание уровня кислоты в затрубном пространстве в период закачки и остановки на реагирование только в пределах интервала ствола скважины, выбранного для данной обработки. В пласте, обсаженном колонной, нарушение этих условий приведёт к подъёму кислоты выше верхних отверстий перфорации.

Помимо того, что при этом определённый объём кислотного раствора не поступит в обрабатываемый пласт, на металл обеих колонн (подъёмной и эксплуатационной) будет длительное время действовать эта кислота. В условиях открытого ствола скважины с мощностью, значительно превышающей мощность намеченного для обработки интервала, подъём кислоты приведёт к расходованию части её на реагирование с карбонатными стенками ствола выше интервала обработки, а при подходящих коллекторских свойствах и к уходу в пласт в интервалах, не являющихся объектами данной обработки. В последнем случае надёжнее было бы применить пакерование открытого ствола скважины. Это вполне осуществимо, но только в условиях, когда диаметр открытого ствола скважины равен диаметру обсадной колонны. Эта единственно рациональная для крепких карбонатных пород конструкция достигается тем, что продуктивный пласт вскрывается бурением только до его кровли.

После спуска и цементирования эксплуатационной колонны продуктивный пласт вскрывается долотом меньшего диаметра. Скорость задавливания кислоты в карбонатные породы определяется коллекторскими свойствами этих пород и перепадом давления. Во всех случаях целью является достижение максимального распространения её от ствола скважины в активном состоянии. Этой цели служит создание повышенного устьевого давления в скважинах первой группы (позволяющее заполнить нефтью всю скважину до перелива её затрубного пространства), а также форсированная подкачка нефти в затрубное пространство перед закачкой кислоты. Определённое ограничение рекомендуется только для первичной обработки малопроницаемых пористых карбонатов с тем, чтобы обеспечить более равномерную разработку приствольной части этих пород и лучше охватить всю мощность обрабатываемого пласта образованием первичных каналов растворения при первой обработке и развитием их при последующих обработках. В этих целях не рекомендуется повышать давление при

первой обработке выше 80–100 кг/см² на устье, добиваясь поглощения кислоты выдерживанием скважины под этим давлением в течение определённого времени. Только в случае отсутствия поглощения при таком выполнении закачки следует увеличивать устьевое давление закачки. При последующих обработках необходимо осуществлять все меры, обеспечивающие задавливание активной кислоты вглубь пласта, и, в первую очередь, увеличивать скорость закачки повышением давления. При обработке соляной кислотой карбонизированных песчаников необходимо уже при первой обработке стремиться достичь максимальной скорости продвижения кислоты по пласту, имея в виду большую скорость обработки её с рассеянным карбонатом с высокоразвитой удельной поверхностью.

При обработке нефтяных скважин с открытым стволом в интервале продуктивного карбонатного пласта время выдерживания на реагировании зависит от того, производится ли обработка с оставлением последней порции кислотного раствора в открытом стволе скважины для дополнительной разработки поверхности ствола или вся кислота задавливается в нефтеносный пласт. В первом случае сроки выдерживания могут быть приняты примерно в те же, что и для кислотных ванн, но уменьшение в 1,5–2,0 раза, если в предшествующий период полностью выполнены все требования к очистке поверхности ствола и забоя после очистных работ проведена кислотная ванна. Реагирование в стволе скважины в этом случае происходит уже в условиях более чистых пород продуктивного пласта, чем при кислотных ваннах, и выдерживание кислоты в стволе не преследует цели растворения и разрушения трудно растворимых загрязняющих материалов (цемент, глинистая корка и др.).

Окончательный срок реагирования устанавливается путём анализа проб выдавленного с забоя обратной промывкой кислотного раствора на остаточную кислотность, поскольку, как и в случае кислотных ванн, этот срок не может быть одинаков не только для скважин разных месторождений, но часто и для разных скважин одного и того же месторождения. Этот срок не только зависит от химико-минералогического состава пород, но и от диаметра открытого ствола скважины, например, при диаметре 168 мм срок реагирования должен быть в 2 раза меньше, чем при диаметре 325 мм и т.д. Он зависит также и от давления, под которым находилась кислота в стволе скважины во время реагирования. Так, если для исчерпывающего реагирования под давлением в 6–10 МПа и более при 20 °С в стволе скважины диаметром 219 мм потребуется 8–12 часов, то на скважинах более истощённых участков того же месторождения, где даже в результате интенсивной подкачки нефти в затрубное пространство не удаётся создать давление при реагировании более 1 МПа, потребуется, по крайней мере в 2,0–2,5 раза меньше времени, т.е. 4–6 часов.

При применении кислотного раствора замедленного действия (с добавлением уксусной кислоты) срок выдерживания соответственно увеличивается. При задавливании всего кислотного раствора в продуктивный пласт срок выдерживания может быть сильно сокращён. Выше приводились данные, показывающие, что скорость взаимодействия кислоты с породой находится в линейной зависимости от диаметра канала, в котором происходит это взаимодействие, т.е. от объёма кислоты на единицу реагирующей поверхности породы. С уменьшением диаметра канала в 2 раза скорость нейтрализации кислоты с породой увеличивается также в 2 раза.

Согласно изложенным представлениям о механизме химического разрушения при обработке пористых карбонатных пород по прекращению задавливания кислоты в пласт, кислота будет занимать созданные собственным растворяющим действием «каналы растворения» или «каналы разъедания». Это каналы наибольшего сечения в пласте, хотя диаметр их нам точно не известен. По результатам лабораторных опытов возможно образование таких каналов с диаметром 3, 5, 10 мм и даже более. Кроме того, часть кислоты задавливается и непосредственно в поровое пространство породы через стенки ствола скважины и каналов растворения, каверны трещины. Очевидно, что срок выдерживания кислоты на реагировании в этих условиях определяется возможным временем нейтрализации соляной кислоты в «каналах растворения» и в отдельных кавернах, так как время реагирования кислоты в каналах порового пространства, сечение которых обычно находится в пределах 0,02–1 мм, даже при высоких

давлениях должно исчисляться соответственно от нескольких секунд до нескольких минут. Для каналов с диаметром до 10 мм этот срок, вероятно, будет исчисляться уже 1–2 часов для условно высоких давлений, выше критических для CO_2 при температуре пласта. Это время рекомендуется как срок реагирования в условиях задавливания всей кислоты в пласт, представленной пористыми карбонатными породами. При трещиноватых карбонатных породах, особенно с зияющими трещинами, поглощавшими глинистый материал во время бурения, срок выдерживания следует увеличить в несколько раз вследствие затруднённости выщелачивания карбонатов из уплотнённой горным давлением поглощённой глины.

При обработке карбонизированных песчаников раствором соляной кислоты нет необходимости выдерживать скважину на реагировании – можно сразу приступить к извлечению отработанного раствора из пласта, так как в течение нескольких минут будет достигнута исчерпывающая отработка активности кислоты. Не следует видеть незавершённости процесса в том, что анализ первых проб извлечённого раствора покажет высокую активность кислотного раствора. Это так и должно быть, так как в приствольной части закачанный раствор будет находиться в зоне, полностью освобождённой от карбонатов в процессе фильтрации через неё головной части раствора. В случае задавливания при обработке кислоты нефтью трудно предупредить возможность попадания извлечённой активной части кислоты в систему сбора сырой нефти. Поэтому задавливание кислоты водой более предпочтительно, так как по завершении обработки позволит вынести и воду из подъёмной колонны, и отработанный раствор кислоты из пласта на дневную поверхность, минуя приёмные ёмкости и систему сбора нефти.

По окончании срока выдерживания скважины на реагировании производятся операции по переводу скважины на эксплуатацию. При этом если практикой установлено, что после обработки на забое скважины образуется пробка, производятся работы по очистке забоя обратной промывкой с закачкой нефти в затрубное пространство или помпой, если состояние скважины позволяет её применение.

При обработке карбонизированных песчаников соляной кислотой или с применением глиноуксусной кислоты, чтобы не допускать раствор с остаточной кислотностью в систему сбора сырой нефти, целесообразнее продавочную воду из НКТ извлекать свабированием, вызывая понижением уровня в трубах отток из пласта и отработанного раствора кислоты. Свабирование надо продолжать до поступления из пласта чистой нефти, после чего скважину вводят в эксплуатацию.

При обработках карбонатных пород, когда в качестве продавочной жидкости, как правило, применяют нефть, скважину после очистки забоя сразу вводят в эксплуатацию. Для более точного определения эффекта от обработки скважины кислотой желательно после обработки установить такой режим отбора жидкости, при котором динамический уровень был бы таким же, как и до обработки.

Повышение эффективности солянокислотной обработки с помощью её модификаций

Действие соляной кислоты сводится к её способности растворять известняки, карбонатные породообразующие минералы, входящие в состав продуктивных кварцевых песчаников в форме рассеянных включений. Эффективность данного вида работ зависит от того, насколько глубоко кислота прошла в пласт, так как при этом возрастает вероятность вовлечения в работу ранее не вскрытых целиков нефти, создаётся больше путей для притока нефти в ПЗП. При реакции соляной кислоты с известняками образуется CO_2 . Углекислый газ способствует увеличению скорости реакции, так как при его выделении в виде пузырьков происходит перемешивание раствора и продуктов реакции, вовлечение в процесс реакции новых порций неотработанного кислотного раствора. Из справочных источников известно, что при температуре взаимодействия + 20 °С и при давлении более 5,7 МПа реакция происходит без выделения углекислого газа, т.е. CO_2 остаётся в растворённом состоянии. Углекислый газ, образующийся в результате реакции, способствует увеличению скорости реакции, так как при выделении CO_2 в виде пузырьков происходит перемешивание раствора и продуктов реакции и вовлечение в процесс реакции новых порций неотработанного раствора

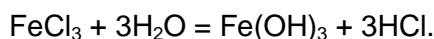
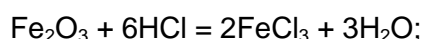
кислоты. С повышением давления растворимость углекислоты в растворе увеличивается. Отсюда следует, что при повышении давления реакция кислоты с породой замедляется, появляется возможность продавить раствор дальше в пласт.

Практика показала, что наилучшие результаты при солянокислотных обработках достигаются при обработках под давлением, что способствует снижению скорости взаимодействия соляной кислоты с карбонатными породами и продвижению её в активном состоянии в наиболее удалённые точки пласта. Ряд исследователей указывает, что с уменьшением объёма кислоты на единицу поверхности (т.е. уменьшением диаметра пор в породе) сокращается время нейтрализации кислоты карбонатными стенками каналов. В частности, согласно их данным, в каналах пористых пород диаметром в сотые доли миллиметра время нейтрализации кислоты при атмосферном давлении определяется сотыми долями секунды и даже при сравнительно увеличенных размерах каналов до 2,5 мм и более время нейтрализации составляет до 6–12 сек, что явно недостаточно, чтобы довести кислоту в активном состоянии в удалённую зону пласта.

При давлении свыше 5,7 МПа и температуре 20 °С (средняя температура против призабойной зоны пласта скважин НГДУ «Талаканнефть» 13 °С) скорость взаимодействия кислоты с породой при дальнейшем повышении давления практически не изменяется. Значит, при этих давлениях основную роль играет линейная скорость закачки кислоты, которая позволяет сократить время контактирования кислоты с породой, что способствует продвижению кислоты в активном состоянии вглубь пласта, увеличению степени охвата пород пласта за счёт высоких перепадов давления и вовлечению в работу малопроницаемых участков.

На скважинах Талаканского месторождения установлено, что развитие трещин, приводящих к гидроразрыву, происходит при давлениях 21,6–23 МПа. Поэтому при первичных солянокислотных обработках не следует создавать давлений свыше 12–15 МПа. При достижении этих давлений должна выдерживаться кислотная ванна в течение определённого времени (30–120–240 мин.), достаточного для снижения давления и разъедания наибольшего числа каналов, по которым впоследствии пойдёт закачиваемая кислота вглубь пласта, что даёт возможность повторных эффективных обработок в дальнейшем, когда кислота пойдёт по уже раздренированной сети каналов разъедания. В обратном случае существует вероятность создания преимущественной трещины, по которой в последующем при повторных обработках будет проникать кислота. При этом эффективность обработки резко падает.

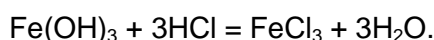
Единственными недостатками этого метода являются выдерживание в течение длительного времени солянокислотного раствора на металле эксплуатационной колонны и закачивание продуктов коррозии, выпадающих в форме гидратов (объёмистого мазеобразного осадка), вглубь пласта. При коррозии колонны труб протекают следующие реакции:



К тому же свободный хлористый водород, образующийся при гидролизе, выводится из сферы реакции при взаимодействии с карбонатной породой:



Это благоприятствует наиболее полному выделению всего окисного железа в осадок, так как сокращается путь реакции:



Оправданием такой обработки служит сниженный объём первой кислотной обработки 0,5–1,0 м³ на 1 м эффективной мощности пласта, продавочной жидкости (объём НКТ + 1–2 м³) и сравнительно высокий дебит, позволяющий извлечь наиболее полно отработанный кислотный раствор с продуктами реакции из пласта. К тому же добавление поверхностно-активных веществ облегчает обратный вынос нейтрализованной кислоты из пласта за счёт снижения поверхностного натяжения на границе «отработанная кислота – нефть обрабатываемого пласта», а ингибитор коррозии снижает степень коррозии колонны НКТ в несколько раз.

При дальнейших обработках стремятся закачивать солянокислотный раствор в объёме 2 м³ на 1 м вскрытой толщины пласта на повышенных скоростях закачки, иногда применяя для этого (при наличии свободной спецтехники) два агрегата с целью задавливания кислоты в активном состоянии на возможно большее расстояние от ствола скважины в призабойную зону пласта.

Пенокислотная обработка

При снижении давления закачки ниже критического необходимо дополнительное торможение химического взаимодействия между кислотой и породой и, в первую очередь, путём повышения давления в области реагирования. Применение кислотных пен решает эту задачу. При пластовых давлениях в залежах ниже гидростатических и, в особенности, с низкой проницаемостью предпочтительнее применение кислотных составов с повышенной проникающей способностью – газированные кислотные растворы с добавками ПАВ.

Наибольшая устойчивость кислотных пен при использовании в качестве дисперсной фазы воздуха была получена при добавлении в кислотный раствор 0,3–0,5 % марвелана или диссолвана, если дисперсная фаза – газ, то оптимальные добавки те же. С увеличением концентрации кислоты стабильность пен увеличивается. Применение кислотных пен позволяет создавать повышенные давления на устье скважины в связи с тем, что пены являются двухфазными структурированными упругими системами, что создаёт дополнительные сопротивления при фильтрации через пористую среду и создаёт условия для большего охвата кислотой продуктивной толщины пласта.

Эффект может быть получен как за счёт расширения интервала притока жидкости из пласта, так и за счёт обработки удалённых от ствола скважины участков пласта вследствие меньшей скорости растворения известняков в кислотной пене. При одинаковых исходных концентрациях глубина проникновения кислотной пены в пористую среду при искусственных условиях в 1,6–1,8 раз больше по сравнению с кислотой. При одинаковой остаточной концентрации пены, содержащую 25 % кислоты, можно прокачать на расстояние в 1,8 раз больше, чем пены с 15 %-ным содержанием соляной кислоты.

Таким образом, на скважине, плохо отозвавшейся на пенокислотную обработку с содержанием кислоты 15 %, можно рекомендовать повышение концентрации кислоты с доведением её до 25 %, что увеличит глубину проникновения в активном состоянии пены вглубь пласта. К тому же с увеличением концентрации раствора стабильность пены увеличивается. Однако эффективность пенокислотных обработок скважин зависит от многих случайных технических и технологических причин, а также от геолого-физических условий.

Именно поэтому приросты добычи нефти от обработок различных скважин неодинаковы и колеблются в широких пределах. Наибольшие приросты добычи нефти от пенокислотных обработок получены при значениях средневзвешенной пористости 4–7 %. Высокая эффективность обработок скважин с такой пористостью объясняется большими остаточными запасами нефти в участках с невысокой пористостью, т.е. малой текущей нефтеотдачей, вызванной низкой проницаемостью этих пород.

Небольшая эффективность обработок скважин, расположенных на участках пласта с пористостью менее 4 %, связана с небольшими запасами в них нефти, а также с усилением отрицательного влияния продуктов реакции на фазовую проницаемость для нефти. Участки же пласта с большими значениями пористости и проницаемости, в основном, дренированы, и нефть в них находится в плёночном состоянии. В этих условиях увеличение проницаемости за счёт пенокислотных обработок не приводит к значительному усилению притока нефти. Сравнение порометрической характеристики до и после кислотной обработки пенами показывает увеличение степени охвата пласта по толщине по сравнению с простыми кислотными обработками в 3 раза за счёт особых свойств пен: малая плотность, повышенная вязкость, структурные свойства.

Нефтекислотная обработка

Для обработки нефтяных пластов с трещиновато-пористо-кавернозным коллектором применяются нефтекислотные эмульсии. Обработки нефтекислотными эмуль-

сиями способствуют увеличению охвата пласта за счёт замедления скорости растворения карбонатов. Механизм действия нефтекислотных эмульсий заключается в следующем. Приготавливается эмульсия состава: 30–40 % соляной кислоты 14–16 %-ной концентрации и 70–60 % нефти, добавляется эмульгатор (например, диссолван) в количестве 0,1–0,2 %. Приготовленная эмульсия закачивается в пласт.

В результате механического (при проникновении в поры и трещины), а также температурного воздействия эмульсия разрушается, а кислота, которая была внутри нефтяной капли, освобождается и реагирует с породой. Эти нефтяные шарики, внутри которых находится соляная кислота, можно приготовить различных размеров от 1 мкм до 5 мкм.

Термокислотная обработка

Под термокислотной обработкой понимается процесс воздействия на породы пласта горячей соляной кислоты, причём нагревается кислота непосредственно на забое скважины за счёт теплового эффекта экзотермической (сопровождающейся выделением тепла) реакции между раствором кислоты и реагентным материалом – металлическим магнием, сплавом электрода и другим, загруженным в забойный реакционный наконечник:



Соответствующим подбором режима прокачки соляной кислоты через реакционный наконечник достигается такое время контактирования кислоты с реагентным материалом, какое требуется при конкретных условиях данной скважины (давление, температура) для того, чтобы кислота на выходе из наконечника на забой имела температуру 80–100 °С, израсходовав при этом на экзотермическую реакцию лишь часть своей активности, например, 3–4 % из начальной концентрации кислоты в 15 %. Процесс этот может быть построен в двух вариантах:

1) когда вся обработка ограничивается только производством указанной экзотермической реакции, т.е. когда на забой подаётся только горячая кислота (в этом случае обработку принято называть *термохимической*);

2) когда после завершения подачи на забой из реакционного наконечника горячей кислоты и израсходования на нагрев этой порции кислоты всего заряда реагентного материала в реакционном наконечнике, закачивается вторая порция кислоты обычной температуры для обработки пород пласта по технологии простой кислотной обработки под давлением (такую комбинированную обработку принято называть *термокислотной*).

Особенности действия горячей кислоты на забое скважины следующие:

а) чисто физическое действие высокой температуры, приводящее к освобождению поверхности забоя и порового пространства призабойной зоны от парафино-смолистых отложений, препятствующих фильтрации нефти из пласта в ствол скважины – при термохимическом варианте процесса, а также препятствующих взаимодействию кислоты обычной температуры с породами призабойной зоны при термокислотном процессе;

б) увеличение химической активности кислоты в отношении карбонатных пород пласта, способствующее интенсивному химическому разрушению пород преимущественно в интервале подвески реакционного наконечника. Такая интенсивная обработка создаёт условия для проникновения последующей порции холодной кислоты (термокислотный вариант) в призабойную зону и пласт преимущественно в пределах желаемого интервала, т.е. создаёт условия для поинтервальной обработки пластов большой мощности без применения пакерующих устройств;

в) увеличение химической активности кислоты в отношении материалов, загрязняющих фильтрующую поверхность ствола скважины, что способствует более совершенной очистке этой поверхности от загрязняющих её материалов – глинистая и цементная корка в нефтяных скважинах, продукты коррозии в нагнетательных скважинах. Для этих целей процесс осуществляется только по термохимическому варианту по схеме, аналогичной кислотной ванне.

Самостоятельное значение имеет применение горячей кислоты при кислотной ванне с целью интенсивного растворения материалов, загрязняющих забой и филь-

трующую поверхность открытого ствола скважины. Естественно, что в этом случае процесс осуществляется только по термической схеме. Наиболее активным веществом, выделяющим большое количество тепла, является металлический магний. Магний применяют в чистом виде или в виде его сплавов с другими металлами, например с алюминием. Такие сплавы называют электронами. Наиболее часто применяют магний в виде прутков диаметром 2–4 см и длиной до 60 см, а в некоторых случаях в виде стружки. Прутки магния загружают в специальные наконечники. Корпус и реакционная камера наконечника изготавливаются из НКТ диаметром 43 мм. Длина наконечника зависит от количества загружаемого магния.

В верхней части наконечника предусмотрены отверстия диаметром 8 мм для прохождения кислоты. После подъема плунжера глубинного насоса через переводник соединяют верхнюю трубу наконечника со штангами и спускают его вовнутрь НКТ. Нижняя труба наконечника оканчивается полым конусом с размером под коническое седло нижнего клапана спущенного глубинного насоса. При посадке конуса наконечника на седло клапана перекрывается цилиндр насоса и тем самым исключается доступ в него как холодной, так и горячей кислоты. К нижнему концу наконечника привинчивается труба-фильтр диаметром 25 мм и длиной 2,5–3,0 м, к которой присоединяется термометр. В нижней трубе наконечника устанавливают пластину-решётку для удержания магниевых стержней и прокачки через неё горячей кислоты.

При термообработке соляная кислота через НКТ попадает внутрь реакционной камеры, где, прореагировав с магнием, в нагретом виде выбрасывается через фильтр насоса на стенки обрабатываемого интервала ствола скважины и задавливается в пласт. Как вариант термокислотной обработки производится термопенокислотная обработка. Суть её состоит в закачивании в пласт горячей пены. Соответственно технология этой обработки складывается из комбинации технологий вышерассмотренных обработок. Фактически, это пенокислотная обработка, которая производится при наличии магниевого реактора в скважине.

Реагенты, применяемые для приготовления кислотных растворов, условия хранения, влияние на организм человека

Товарная ингибированная соляная кислота (HCl) 8, 10, 12 %-ной концентрации поставляется в цистернах, перевозка и транспортировка производится специальными кислотными агрегатами. Хранение обязательно в гуммированных емкостях на площадках с обвалованием. Соляная кислота – раствор хлористого водорода в воде, на воздухе дымит, образуя туман. Пары соляной кислоты сильно раздражают дыхательные пути и слизистые оболочки, длительное воздействие паров соляной кислоты может вызвать катар дыхательных путей, помутнение роговицы глаз.

При воздействии на кожу вызывает ожоги и раздражение. Бифторид фторид аммония (БФА) ($\text{NH}_4\text{F} \cdot \text{HF} + \text{NH}_4\text{F}$), его кислотность в пересчёте на плавиковую кислоту составляет 25 %, плотность 127 кг/м³. Несмотря на то, что использование БФА требует повышенного расхода соляной кислоты, для приготовления рабочего раствора (часть HCl участвует в реакции превращения БФА в HF), реагент особенно удобен в труднодоступных районах, т.к. может храниться и транспортироваться обычными методами.

БФА поставляется в полиэтиленовых мешках, вложенных в четырёх-пятыслойные бумажные мешки, массой не более 36 кг. БФА хранят в крытых складских помещениях, предохраняя от попадания влаги. Продукт токсичен. При концентрации в воздухе выше предельно-допустимой нормы (0,2 мг/м³) может вызывать нарушение деятельности центральной нервной системы, заболевания костных тканей, глаз кожных покровов.

Поверхностно-активные вещества (ПАВ) – обычно используются дисолван, сульфонал, превоцелл, прогалит. Сульфонал поставляется в двойных крафт-мешках, а остальные ПАВ перевозятся и хранятся в стальных бочках. Жидкие ПАВ (дисолван, превоцелл) растворены в этиловом спирте, поэтому являются токсичными легковоспламеняющимися веществами.

Уксусная кислота ($\text{CH}_3\text{-COOH}$). Для приготовления рабочих растворов при солянокислотной обработке используются: кислота уксусная синтетическая; кислота лесо-

химическая техническая очищенная (ГОСТ 6968-76) плотностью 1049 кг/м³. Товарную уксусную кислоту перевозят и хранят в стальных гуммированных емкостях или в специальных алюминиевых емкостях или цистернах. Небольшие объёмы кислоты перевозят и хранят в стеклянной таре. Уксусная кислота оказывает сильно раздражающее и прижигающее действие на дыхательные пути, слизистые оболочки, кожные покровы.

Бензолсульфокислота (БСК) (C₆H₆ = SO₃H), с 92 % содержанием активной монобензолсульфокислоты. Плотность реагента – 1300 кг/м³. БСК – кристаллическая кислота, поставляется в оцинкованных бочках в количестве 115 кг, что соответствует 105 кг активной БСК. БСК оказывает раздражающее и прижигающее действие на слизистые оболочки и кожные покровы. В местах хранения химических реагентов необходимо установить таблички с указанием соответствующих реагентов и предупредительные знаки «Ядовито». Все перечисленные выше вещества должны храниться в хорошо вентилируемых закрытых помещениях.

Типы ингибиторов и их свойства

Ингибиторы – вещества, замедляющие скорость коррозии металлов. Поэтому ингибирование растворов кислот является необходимой операцией при любой кислотной обработке и предназначается для защиты от преждевременного коррозионного износа подземного и наземного оборудования скважин, эксплуатационных колонн, насосно-компрессорных труб, фильтров скважин, емкостей хранения и передвижных емкостей, насосных агрегатов, линий обвязки.

К ингибиторам коррозии предъявляются следующие требования:

- снижение скорости коррозии металла в 25 раз и более при малых концентрациях и невысокой стоимости;
- хорошая растворимость в используемых кислотах;
- невозможность выпадения в осадок после взаимодействия кислоты с карбонатами (нейтрализации);
- невозможность образования осадков с продуктами реакции кислоты.

На промысле применяется целый ряд ингибиторов, различающихся защитными свойствами.

Уникол ПБ-5 – темно-коричневая жидкость плотностью 1100 кг/м³. Полностью растворяется в соляной кислоте, но не растворяется в воде, особенно в сильноминерализованной. Рекомендуется применение уникола ПБ-5 при дозировке 0,05–0,1 %, при этом коррозия снижается в 15–22 раза.

Катапин-А – ионогенное катионоактивное ПАВ – один из лучших ингибиторов. При температуре до 80 °С и продолжительном воздействии на металл дозировка может быть увеличена до 0,2 %.

Реагент УФЭя – неионогенное ПАВ, обладает определёнными защитными свойствами. При дозировке в 0,1-0,3 % кратность снижения коррозии составляет всего 11–14. Поэтому самостоятельно может применяться только при отсутствии более активных ингибиторов.

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 поверхности породы пласта.

Техника и технология кислотных обработок скважин

На обустроенных нефтяных промыслах, на которых проектируются кислотные обработки скважин (СКО), как правило, сооружаются кислотные базы с соответствующими подъездными путями (включая железнодорожную ветку), насосными помещениями, лабораторией, гуммированными емкостями, складскими помещениями, душевыми и помещениями для бригады, а также при необходимости и котельными для подогрева растворов в зимнее время.

На скважины рабочий раствор доставляется в автоцистернах 4ЦР ёмкостью 9,15 м³ или УР-20 ёмкостью 17 м³. Для перевозки концентрированных неингибированных кислот ёмкости должны быть гуммированы. Для перевозки ингибированных кислот

достаточно покрытия этих емкостей химически стойкими эмалями. На скважинах часто используют передвижные ёмкости (на салазках) объёмом 14 м^3 , которые в зимних условиях работы оборудуют змеевиком для обогрева растворов паром. Для перекачки кислот используются только специальные кислотоупорные центробежные насосы с подачей от 7 до $90 \text{ м}^3/\text{ч}$ и напора от 8 до 30 м .

Для закачки ингибированных растворов кислоты в пласт используется, например, специальный насосный агрегат на автомобильном шасси – «Азинмаш-30А» (рис. 2) с гуммированной резиной цистерной, состоящей из двух отсеков ёмкостью $2,7 \text{ м}^3$ и $5,3 \text{ м}^3$, а также с дополнительной ёмкостью на прицепе с двумя отсеками по 3 м^3 каждый. Агрегат снабжён основным трёхплунжерным горизонтальным насосом высокого давления 4НК500 одинарного действия для закачки кислоты в скважину. Насос имеет привод через специальную коробку от основного двигателя автомобиля мощностью 132 кВт . Конструкция силового насоса предусматривает сменные плунжеры диаметром 110 и 90 мм . Насосы обеспечивают подачу от $1,03$ до $12,2 \text{ л/с}$ и давление от $7,6$ до 50 МПа в зависимости от частоты вращения вала (5 скоростей от $25,7$ до 204 в мин.^{-1}). Наряду с этим основным агрегатом при кислотных обработках скважины используют цементировочные агрегаты ЦА-320М, а также насосный агрегат для гидро-разрыва АН-700.

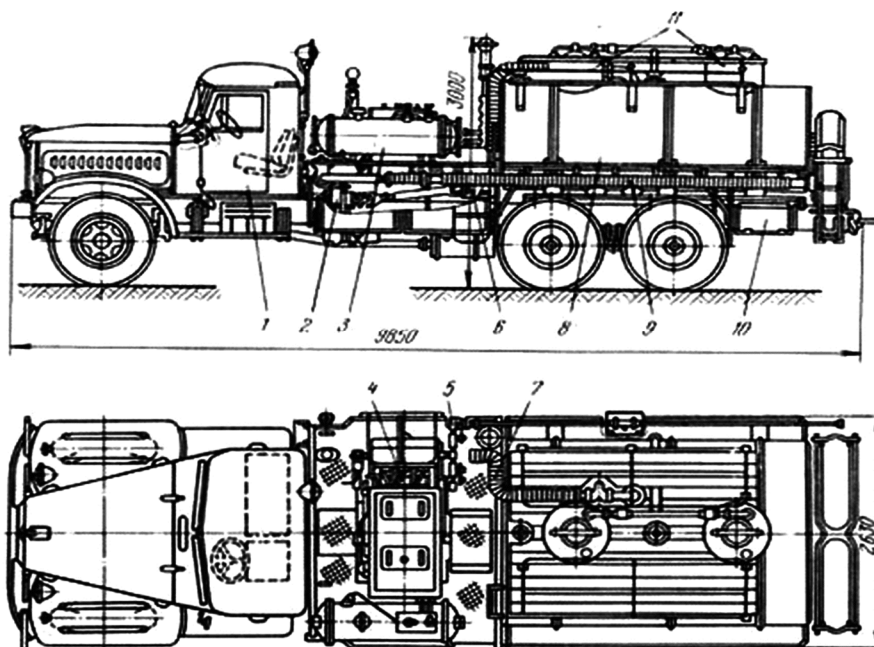


Рисунок 2 – Насосный агрегат для кислотных обработок «Азинмаш-30А»:

- 1 – кабина машиниста (пульт управления); 2 – коробка отбора мощности; 3 – ёмкость для реагента;
 4 – насос 4НК-500; 5 – выкидной трубопровод; 6 – редуктор; 7 – шланг для забора раствора кислоты из цистерны; 8 – цистерна для раствора кислоты; 9 – комплект присоединительных шлангов;
 10 – ящик для инструментов; 11 – горловина цистерны

Для предотвращения быстрого изнашивания агрегатов при прокачке даже ингибированного раствора кислоты необходима обязательная их промывка водой непосредственно после завершения работ. В промывочную воду желательно добавлять тринатрийфосфат в количестве $0,3-0,5 \%$ для лучшей нейтрализации остатков кислоты. Силовой насос агрегата «Азинмаш-30А» может забирать жидкость не только из емкостей, установленных на платформе агрегата, но и с помощью резиновых шлангов откачивать её из емкостей на автоприцепе и из передвижных емкостей.

При кислотных обработках используется дополнительно цементировочный агрегат ЦА-320М в качестве подпорного насоса, подающего жидкость на приём силового насоса агрегата «Азинмаш-30А». Кроме того, агрегат ЦА-320М со вспомогательным ротационным насосом низкого давления и двумя емкостями на платформе позволяет перемешивать растворы кислоты при введении в них различных реагентов, а также при необходимости

перекачки растворов из одних емкостей в другие. Ротационный насос используют также при приготовлении нефтекислотных эмульсий для закачки в поглощающие интервалы с целью расширения охвата обработкой большой толщины пласта.

Для создания более высоких скоростей закачки, если подачи одного агрегата при данном давлении оказывается недостаточно, используют два и более параллельно работающих агрегатов. Устье скважины при обработке под давлением оборудуется специальной головкой, рассчитанной на высокие давления, с быстросъёмными соединениями. Головка скважины с обязательным обратным клапаном и задвижкой высокого давления соединяется с выкидом насосного агрегата прочными металлическими трубами. Обычно в этих случаях используется оборудование для гидравлического разрыва пласта или пескоструйной перфорации.

При термокислотной обработке используются реакционные наконечники, изготавливаемые из обычных нефтепроводных труб диаметром 100 и 75 мм. Внутренняя полость трубы загружается магнием в виде стружки или в виде брусков, а её поверхность перфорируется мелкими отверстиями.

Нами проведен расчёт параметров солянокислотной обработки забоя скважин Талаканского месторождения соляной кислотой. После освоения скважин приток нефти не получен. С целью интенсификации притока была проведена солянокислотная обработка.

Дебит по скважине № 179 до проведения СКО был 34 тонн/сут., после проведения СКО увеличился на 17 тонн/сут. и составил 51 тонн/сут. Прирост составил 50 %.

Дебит по скважине № 169 до проведения СКО был 39,4 тонн/сут., после проведения СКО увеличился на 20,1 тонн/сут. и составил 59,5 тонн/сут. Прирост составил 51 %.

Дебит по скважине № 201 до проведения СКО был 27 тонн/сут., после проведения СКО увеличился на 13 тонн/сут. и составил 40 тонн/сут. Прирост составил 48 %.

В таблице 1 и на рисунке 3 приведена эффективность проведения СКО.

Таблица 1 – Эффективность проведения СКО

№ скважины	Дебит, тонн/сут.		Прирост, тонн/сут.
	до проведения СКО	после проведения СКО	
179	34	51	17
169	39,4	59,5	20,1
201	27	40	13

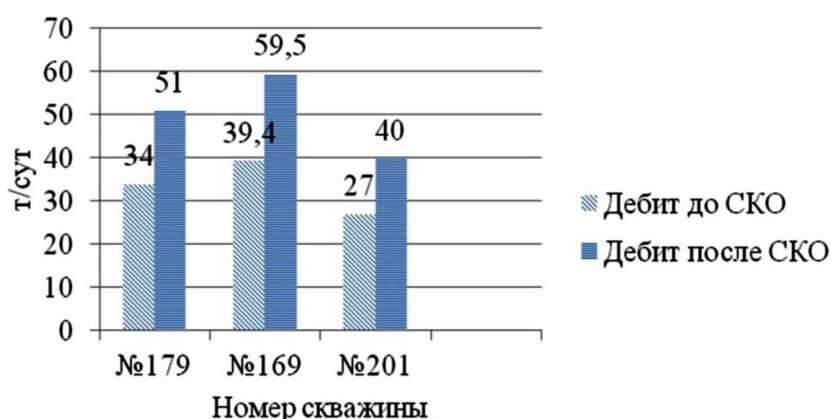


Рисунок 3 – Анализ эффективности проведения СКО

На основании показанных расчётов и полученных данных рекомендуется проводить обработку в 2 стадии:

- 1) для очистки и расширения трещин, находящихся вблизи ствола скважины, применять закачку небольшого объема (3–15 м³) соляной кислоты 10–15 % концентрации;
- 2) для обработки удалённых зон применять форсированную закачку (по окончании реагирования 10–15 % кислоты с породой) соляной кислоты повышенной концентрации (20–25 %) в объёме 20–30 м³.

Литература:

1. Показатели технологической схемы разработки Талаканского месторождения: отчёт о НИП / НГДУ «Талаканнефть». – Сургут, 2012. – 278 с.
2. Дополнение к проекту разработки Талаканского месторождения Республики Саха (Якутия): отчёт о НИП / ОАО «Сургутнефтегаз». – Сургут, 2014. – 76 с.
3. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление: в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 1–2.
4. 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.
5. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
6. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
7. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
8. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
9. Логинов Б.Г., Малышев Л.Г., Гарифуллин Ш.С. Руководство по кислотным обработкам скважин : учебник для ВУЗов – М. : Недра, 1966. – 396 с.
10. Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 203 с.
11. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
12. Савенок О.В. Лаврентьев А.В., Березовский Д.А. Проектирование кислотной обработки пласта. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – 86 с.
13. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
14. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 267 с.
15. Башардуст Мохаммад Дауд, Очередыко Т.Б. Анализ применения солянокислотной обработки призабойных зон скважин залежей 302-303 Ромашкинского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 4. – С. 208–225.
16. Березовский Д.А., Яковлев А.Л., Кусов Г.В. Техника и технология проведения кислотного гидравлического разрыва пласта // Сборник статей научно-информационного центра «Знание» по материалам XXI Международной заочной научно-практической конференции «Развитие науки в XXI веке» (16 января 2017 года, г. Харьков). – Х. : научно-информационный центр «Знание», 2017. – Ч. 2. – С. 25–40.
17. 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 г.): в 5 т.: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 30–38.
18. 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 : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2017/03/15.pdf>
19. Березовский Д.А., Кусов Г.В. Определение расчётных показателей процесса солянокислотной обработки в скважине № 23 Южно-Шапкинского месторождения // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 76–87.
20. Касем Мохаммед Яхья Хасан Гайлан, Очередыко Т.Б., Арутюнов Т.В. Обоснование работ по кислотной обработке карбонатных пластов Петропавловского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 3. – С. 189–207.
21. Кязимов Ф.К. оглы, Рзаева С.Д. кызы, Тулешева Г.Д. Экспериментальные исследования кислотного воздействия на неоднородные пласты // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 210–215.
22. Омельянюк М.В., Рогозин А.А., Леонов Я.А. Интенсификация добычи нефти для терригенных коллекторов с применением кислотных композиций // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 2. – С. 59–62.

23. Омелянюк М.В., Рогозин А.А., Квашина А.М. Технология проведения солянокислотной обработки на скважинах Лёвкинского месторождения // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 131–132.
24. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Особенности применения горизонтальных скважин при разработке Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения // Сборник центра научных публикаций «Велес» по материалам Международной научно-практической конференции «I Весенние научные чтения» (30 мая 2015 года, г. Киев). – К. : Центр научных публикаций, 2015. – Ч. 2. – С. 35–40.
25. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Гидродинамические исследования при освоении скважин с помощью свабирования // Технические и технологические системы: Материалы восьмой международной научной конференции «ТТС-16» (24–26 ноября 2016 года) / ФГБОУ ВО «КубГТУ», КВВАУЛ им. А.К. Серова; под общей редакцией Б.Х. Гайтова. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – С. 266–275.
26. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Осложнения в процессе эксплуатации скважин Талаканского месторождения // Наука и технологии в нефтегазовом деле: сборник тезисов докладов Международной научно-практической конференции, посвящённой 100-летию Кубанского государственного технологического университета и 25-летию кафедры машин и оборудования нефтяных и газовых промыслов Армавирского механико-технологического института (09–10 февраля 2018 г.). Секция 3 «Управление и мониторинг разработки месторождений нефти и газа» / ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет». – Краснодар : ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2018. – С. 144–146.
27. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Анализ эффективности проведения оптимизации добывающих скважин, оборудованных УЭЦН, на Талаканском месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 2. – С. 201–223.
28. Сулейменов Н.С. Исследование процесса кислотного разрушения фильтрационных корок и участка кольматации кислотной обработкой // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 303–306.
29. Яковлев А.Л., Панцарников Д.С., Савенок О.В. Анализ методов воздействия на призабойную зону пласта в условиях Самотлорского месторождения // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 2/2017. – С. 36–51.
30. Яртиев А.Ф., Саетгараев Р.Х., Подалалов В.Б. Применение кислотной эмульсии в НГДУ «Бавлынефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 2. – С. 248–254.

References:

1. Indicators of the technological scheme of the Talakanskoye field development: report on NIP / NGDU «Talakanneft». – Surgut, 2012. – 278 p.
2. Addendum to the Talakanskoye field development project in the Republic of Sakha (Yakutia): report on NIP / ОАО «Surgutneftegas». – Surgut, 2014. – 76 p.
3. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V., Asfalto-resin-paraffin deposits and hydrate formation: prevention and removal: in 2 volumes : training session. – Krasnodar : Publishing House – South, 2011. – V. 1–2.
4. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at the construction of the oil and gas wells : a manual for the students of the higher educational institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshchenie-South, 2011. – 603 p.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Underground overhaul of the oil and gas wells : in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – V. 1–4.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Completion of the oil and gas wells»: in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – V. 1–4.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific basis and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
8. Bulatov A.I., Kachmar Y.D., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Development of the naphtha and gas sverdlovin. Science and practice : monograph. – Lviv : Spole, 2018. – 476 p.
9. Loginov B.G., Malyshev L.G., Garifullin Sh.S. Guidelines for acid treatment of wells : textbook for universities – M. : Nedra, 1966. – 396 p.
10. Savenok O.V. Theoretical bases of oil and gas field development : textbook. – Krasnodar : «Prosveshchenie-South» LLC, 2011. – 203 p.
11. Savenok O.V. Optimization of the operation equipment functioning to increase the efficiency of the oilfield systems with the complicated production conditions. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013. – 336 p.
12. Savenok O.V., Lavrent'ev A.V., Berezovsky D.A. Acid treatment design. – Krasnodar : Publishing House – South, 2014. – 86 p.

13. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiychuk R.S. Oil and gas engineering in the course of well development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
14. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas fields. – Krasnodar : Published by FGBOU VO KubGTU, 2019. – 267 p.
15. Bashardust Mohammed Daoud, Ocheredko T.B. Analysis of application of hydrochloric acid treatment of bottomhole zones of deposits 302-303 of Romashkinskoye field // Nauka. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – 2017. – № 4. – P. 208–225.
16. Berezovsky D.A., Yakovlev A.L., Kusov G.V. Technique and technology of acid hydraulic fracturing // Collection of articles of the Research and Information Center «Knowledge» based on the materials of the XXI International Conference «Development of science in the XXI century». (16 January 2017, Kharkiv). – X. : Research and Information Center «Knowledge», 2017. – P. 2 – P. 25–40.
17. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V. Analysis of the conduct of hydrochloric acid well treatment at the Sredne-Makarikhinskoye field // Bulatovskie readings : Proceedings of the First International Scientific and Practical Conference (March 31, 2017): in 5 v. : collection of articles / Under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 2: Development of oil and gas fields. – P. 30–38.
18. Berezovsky D.A., Yakovlev A.L., Samoilov A.S. Analysis of the application of the hydrochloric acid treatment of the bottom-hole zones of the Abdrakhmanovskaya area of the Romashkinskoye field // Vestnik student's science department of information systems and programming. – 2017. – № 03. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2017/03/15.pdf>
19. Berezovsky D.A., Kusov G.V. Determination of the estimated parameters of the hydrochloric acid treatment process in well No. 23 of Yuzhno-Shapkinskoye oilfield // Bulatovskie readings. – 2018. – V. 2 at 2 p.: Development of oil and gas fields. – Part. 1. – P. 76–87.
20. Kasem Mohammed Yahya Hasan Gaylan, Ocheredko T.B., Harutyunov T.V. Acid treatment of carbonate layers of the Petropavlovskoye field // Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – 2017. – № 3. – P. 189–207.
21. Kazimov F.K. oglu, Rzaeva S.D. gizi, Tulesheva G.D. Experimental studies of acidic impact on heterogeneous layers // Bulatovskie readings. – 2018. – V. 2 at 2 p.: Development of oil and gas fields. – Part. 1. – P. 210–215.
22. Omelyanyuk M.V., Rogozin A.A., Leonov Y.A. Oil production intensification for the terrigenous reservoirs with the use of the acid compositions // Bulatovskie readings. – 2018. – V. 2 in 2 p.: Development of oil and gas fields. – Part 2. – P. 59–62.
23. Omelyanyuk M.V., Rogozin A.A., Kvashina A.M. Technology of salt and acid treatment at the wells of the Lyovkinskoye field // Bulatovskie readings. – 2019. – V. 2: Development of oil and gas fields. – P. 131–132.
24. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Features of horizontal wells in the development of the Talakan oil and gas condensate field // Collection of scientific publications «Veles» on the materials of the International scientific conference «I Spring Scientific Readings» (May 30, 2015, Kiev). – K. : Center for Scientific Publications, 2015. – Part. 2 – P. 35–40.
25. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Hydrodynamic studies during well development with the help of swabbing // Technical and technological systems: Proceedings of the Eighth International Scientific Conference «TTS-16» (November 24-26, 2016) / FGBOU VO «KubGTU», KVVAUL named after A.K. Serov; under the general editorship of B.H. Gaitov. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – P. 266–275.
26. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Complications in the process of exploitation of the Talakanskoye field squeeze // Science and Technology in Oil and Gas Industry: Collection of abstracts from the International Scientific and Practical Conference dedicated to the 100th anniversary of the Kuban State Technological University and the 25th anniversary of the Department of Oil and Gas Fields Machinery and Equipment of the Armavir Mechanical and Nico-technological Institute (09–10 February 2018). Section 3 «Management and monitoring of oil and gas field development» / FGBOU VO «Kuban State Technological University». – Krasnodar : FGBOU VO Kuban State Technical University, 2018. – P. 144–146.
27. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Analysis of the efficiency of optimization of production wells equipped with ESP installations at Talakanskoye oilfield (in Russian) // Nauka. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – 2019. – № 2. – P. 201–223.
28. Suleimenov N.S. Research of the acid destruction process of the filtration crust and the site of the acid treatment colmation (in Russian) // Bulatovskie readings. – 2018. – V. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 303–306.
29. Yakovlev A.L., Pantsarnikov D.S., Savenok O.V. Analysis of the bottomhole formation zone stimulation methods in the conditions of the Samotlor field (in Russian) // Oil. Gas. Innovations. – 2017. – № 2/2017. – P. 36–51.
30. Yartiev A.F., Saetgaraev R.H., Podavalov V.B. Acid emulsion application in NGDU «Bavlyneft» PJSC «TATNEFT» named after V.D. Shashin // Bulatovskie readings. – 2018. – V. 2 at 2 p.: Development of oil and gas fields. – Part 2. – P. 248–254.