

УДК 622.276.63

**АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ СОЛЯНОКИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ
ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН СКВАЖИН
ЗАЛЕЖЕЙ 302-303 РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**ANALYSIS OF THE APPLICATION OF THE HYDROCHLORIC ACID TREATMENT
OF THE BOTTOMHOLE WELL ZONES
OF DEPOSITS 302-303 OF THE ROMASHKINSKOYE FIELD**

Башардуст Мохаммад Дауд
студент,
института Нефти, газа и энергетики
Кубанский государственный
технологический университет
Daud.Bashardust@yahoo.com

Очередько Татьяна Борисовна
кандидат химических наук,
доцент кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
a-ocheredko@mail.ru

Аннотация. В статье проведён анализ применения солянокислотной обработки призабойных зон скважин на Ромашкинском месторождении. Приведены факторы, ухудшающие коллекторские свойства пласта, и действие различных соединений при солянокислотной обработке; сделан выбор кислотных обработок для различных коллекторов, а также выбор скважин для солянокислотной обработки. Рассмотрены реагенты и химические материалы для солянокислотной обработки; объём и концентрация растворов кислоты; оборудование для кислотных обработок; приготовление рабочего раствора соляной кислоты. Описана техника проведения солянокислотных обработок скважин и сделан расчёт обработки забоя скважин соляной кислотой. Анализ эффективности проведения солянокислотной обработки на 10 скважинах показал, что дополнительная добыча составляет 1018,9 тонн, т.е. 101,9 тонн на 1 скважину. Средняя продолжительность эффекта – 181,4 сут.

Ключевые слова: выбор кислотных обработок для различных коллекторов; выбор скважин для СКО; реагенты и химические материалы для СКО; объём и концентрация растворов кислоты; оборудование для кислотных обработок; приготовление рабочего раствора соляной кислоты; анализ эффективности проведения СКО.

Bashardust Mohammad Daud
Student,
Institute of Oil, Gas and Energy
Kuban state technological university
Daud.Bashardust@yahoo.com

Ocheredko Tatyana Borisovna
Candidate of chemical sciences,
Associate professor of department
oil and gas business
by name of the professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
a-ocheredko@mail.ru

Annotation. The article analyzes the application of the hydrochloric acid treatment of the bottomhole well zones at the Romashkinskoye field. Factors affecting reservoir properties and the effect of various compounds in hydrochloric acid treatment are given; a choice of acid treatments for different reservoirs was made, as well as a selection of wells for hydrochloric acid treatment. Reagents and chemical materials for hydrochloric acid treatment are considered; volume and concentration of acid solutions; equipment for acid treatments; preparation of a working solution of hydrochloric acid. The technique of conducting hydrochloric acid treatments of wells is described and the calculation of bottomhole treatment with hydrochloric acid is made. Analysis of the efficiency of hydrochloric acid treatment at 10 wells showed that the additional production is 1018.9 tons, i.e. 101.9 tons per 1 well. The average duration of the effect was 181.4 days.

Keywords: choice of acid treatments for various reservoirs; selection of wells for hydrochloric acid treatment; reagents and chemical materials for hydrochloric acid treatment; volume and concentration of acid solutions; equipment for acid treatments; preparation of a working solution of hydrochloric acid; analysis of the effectiveness of the hydrochloric acid treatment.

В географическом отношении залежи 302-303 Ромашкинского месторождения прослеживаются от Северо-Западной оконечности Бугульмино-Белебеевской возвышенности через Шугуровское плато до границы Республики Татарстан.

В административном отношении изучаемые залежи принадлежат Лениногорскому району.

В геологическом строении залежей 302-303 принимает участие кристаллический фундамент и платформенный чехол. Кристаллический фундамент сложен метаморфическими породами архейской группы. Осадочный чехол включает отложения девона, карбона, перьми и четвертичной систем. На поверхность обнажаются четвертичные и верхнеказанские отложения. Более древние образования вскрыты многочисленными скважинами. Общая мощность осадочного чехла около 2000 м. Из них 75 % приходится на карбонатные и 25 % на терригенные породы.

Коллекторские свойства продуктивных горизонтов

В процессе геологической съемки, бурения структурно-поисковых, разведочных, эксплуатационных и нагнетательных скважин на территории Ромашкинского месторождения к 1980 году было выявлено более 200 залежей и установлена нефтеносность 14 горизонтов. В том числе на рассматриваемых площадях Шугуровско-Куакбашской зоны доказано наличие промышленных скоплений нефти в терригенно-карбонатных коллекторах турнейского яруса, бобриковского горизонта, серпуховского и башкирского ярусов и верейского горизонта – отложений нижнего и среднего карбона.

В ниже- и среднекаменноугольных отложениях Ромашкинского месторождения самые крупные залежи открыты в его юго-западной части на наиболее приподнятой части Миннибаевской террасы – Куакбашско-Шугуровской структуре, вытянутой в меридиональном направлении. Нефтепроявления в этом районе приурочены, в основном, к отложениям серпуховского и башкирского ярусов нижнего и среднего карбона, которые отличаются чрезвычайной неоднородностью и невыдержанностью по площади и по разрезу.

Нефтеносность отложений нижнего карбона (залежь 303)

Серпуховский ярус

Промышленная нефтеносность этих отложений (в объеме протвинского горизонта) впервые доказана в 1943 году на Шугуровском месторождении. В дальнейшем его продуктивность получила подтверждение на Ойкинском и, в основном, Шугуровско-Куакбашском поднятии.

Залежь в серпуховских отложениях до 1981 года опробовали в 34 скважинах, в том числе в 11 совместно с башкирским ярусом. В 21 из них получили притоки нефти с дебитом от 0,1 до 30 тонн/сут. В остальных 10 – нефть с водой и в 3 скважинах – вода.

Имелись скважины, которые довольно стабильно работали в течение нескольких лет, что подтвердило наличие в серпуховских отложениях промышленных скоплений нефти. Продуктивная часть разреза на 303 залежи в основном представлена двумя пористо-трещиноватыми интервалами (пластами). Обладая довольно хорошими коллекторскими свойствами, они образуют единый природный резервуар, приподнятая часть которого представляет собой ловушку, где сформировались скопления нефти массивного типа.

Нефтеносность отложений среднего карбона (залежь 302)

Башкирский ярус

В настоящее время уже доказана его региональная нефтеносность не только в пределах рассматриваемой юго-западной части Ромашкинского месторождения, но и на многих других площадях Татарстана. Промышленная разработка залежи башкирского яруса ведется на месторождениях западного склона Южного купола. В плане залежь 302 совпадает с выше рассматриваемой залежью 303 серпуховского возраста и также контролируемая крупной брахиантиклинальной структурой северо-восточного простирания – Шугуровско-Куакбашским валом.

Большинство положений по особенностям распределения коллекторов, покрышек, степени насыщения, определение ВНК и др., характерных для серпуховских отложений, также характерны для залежей башкирского возраста. Стоит отметить, что 302 и 303 залежи обладают вертикальной трещиноватостью и глинистая перемычка в кровле протвинского горизонта не может являться надежной изоляцией этих двух залежей друг от друга. Исходя из этого, 302-303 залежи являются одним объектом разработки.

Границы 302 и 303 залежей, приуроченных к данным отложениям, проведены по линии ВНК на отметках – 540,1 м (скважина № 410) в северной части и – 540,0 м (скважина № 533) в южной части. ВНК имеет наклонную плоскость с юга на север. Средняя абсолютная отметка ВНК по залежам составляет – 543 м. При определении положения ВНК, главным образом, использовались данные испытания скважин. По большинству из них, с учётом характера распределения пористо-проницаемых пропластков в интервале перфорации и диапазона нефтеносности по данным геофизических исследований, этаж нефтеносности залежей достигает 70–90 м.

Начальная средняя нефтенасыщенная толщина по 302 залежи – 6,4 м, по 303 – 12 м.

Запасы нефти в башкирско-серпуховских отложениях распределены неравномерно и, в основном, сосредоточены в серпуховских отложениях.

Коллекторские свойства по пористости и проницаемости представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов

Наименование	Залежь	
	302	303
Средняя глубина, м	875	892
Тип залежи	массивная	
Тип коллектора	порово-трещинно-кавернозный	
Площадь нефтегазоносности, тыс. м ²	256938	152454
Общая толщина средняя, м	10,2	17,2
Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м	5	8,8
Пористость, доли ед.	0,124	0,141
Начальная нефтенасыщенность, доли ед.	0,758	0,788
Проницаемость нефтенасыщенная, мкм ²	0,086	0,145
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,596	0,663
Коэффициент расчленённости, доли ед.	3186	5100
Начальное пластовое давление, МПа	7,1	7,4

Режим залежи

Энергетическое состояние залежи – главный фактор, ограничивающий темпы её разработки и полноту извлечения нефти и газа. Каждая залежь обладает запасом пластовой энергии, которая тем больше пластовое давление и размеры залежи. Пока залежь не вскрыта скважинами, нефть и газ в ней неподвижны. Запасы пластовой энергии до тех пор велики, пока не произойдёт сообщение пласта со скважиной. Поэтому для характеристики преобладающей в процессе разработки формы пластовой энергии введено понятие режима работы залежи. Для нефтяных месторождений принято выделять водонапорный, упругий, газонапорный, растворённого газа и гравитационный режимы.

Ромашкинское месторождение работает на водонапорном режиме. Водонапорный режим предполагает возникновение таких условий в залежи, когда нефть находится под постоянным воздействием контурных вод, в свою очередь имеющих постоянный источник питания. При этом происходит непрерывное замещение переместившегося в скважине объёма нефти таким же объёмом воды.

При учёте объёмов поступающей в пласт воды, можно добиться такого режима работы залежи, при котором скважины будут работать фонтанным способом в длительное время.

Учитывая, что характеристика нефтяных пластов, на которые воздействует вода неоднородно, то может возникнуть неравномерный характер продвижения воды и нефти на отдельных участках и нарушение режима работы залежи. В частности, величина давления ниже давления насыщения (предельная величина давления, при котором

весь газ растворен в жидкости) и начнется интенсивное выделение газа в пласт. Это в свою очередь приведет к изменению режима работы залежи. Условиями, благоприятствующими осуществлению водонапорного режима, являются:

- хорошая сообщаемость нефтяной залежи с водяным резервуаром;
- небольшая вязкость нефти;
- однородность пласта по проницаемости;
- соответствие темпов отбора нефти и продвижения воды.

Естественный водонапорный режим обеспечивает разработку месторождения медленными темпами и требует значительного притока подстилающих вод. Кроме того, он трудно регулируем. Наиболее эффективный искусственный водонапорный режим, разработанной заранее схеме и контролируя её объёмы, удаётся более эффективно вести разработку месторождения.

Факторы, ухудшающие коллекторские свойства пласта, и действие различных соединений при солянокислотной обработке

Основная причина низкой продуктивности скважин наряду с плохой естественной проницаемостью пласта и некачественной перфорацией – снижение проницаемости призабойной зоны пласта.

Призабойной зоной пласта называется область пласта вокруг ствола скважины, подверженная наиболее интенсивному воздействию различных процессов, сопровождающих строительство скважины и её последующую среду и нарушающих первоначальное равновесное механическое и физико-химическое состояние пласта.

Само бурение вносит изменение в распределение внутренних напряжений в окружающей забой породе. Снижение продуктивности скважин при бурении происходит также в результате проникновения раствора или его фильтрата в призабойную зону пласта. При взаимодействии фильтрата с пластовой минерализованной водой может происходить образование нерастворимых солей и выпадение их в осадок, набухание глинистого цемента и закупоривание стойких эмульсий, и снижение фазовой проницаемости скважин. Может быть, и не качественная перфорация вследствие применения маломощных перфораторов, особенно в глубоких скважинах, где энергия взрыва зарядов поглощается энергией больших гидростатических давлений.

Снижение проницаемости призабойной зоны пласта происходит при эксплуатации скважин, сопровождающейся нарушением термобарического равновесия в пластовой системе и выделением из нефти свободного газа, парафина и асфальтосмолистых веществ, закупоривающих паровое пространство коллектора.

Интенсивное загрязнение призабойной зоны пласта отмечается и в результате проникновения рабочих жидкостей при проведении в скважинах различных ремонтных работ. Приемистость нагнетательных скважин ухудшается вследствие закупорки порового пространства нефтепродуктами, содержащимися в закачиваемой воде. В результате проникновения подобных процессов возрастают сопротивление фильтрации жидкости и газа, снижаются дебиты скважин и возникает необходимость в искусственном воздействии на призабойную зону пласта с целью повышения продуктивности скважин и улучшения их гидродинамической связи с пластом.

Известняк и доломит растворяются в соляной кислоте: хлористый кальций, хлористый магний, соли – хорошо растворимые в воде носители кислоты, и легко удаляются из пласта. Углекислый газ также легко удаляется из скважин, а при давлении свыше 7,6 МПа растворяются в той же воде. Оптимальная концентрация соляной кислоты в растворе принимается равной 10–16 %. Применения кислоты с низкой концентрацией (менее 10 %) вызывает необходимость наливать в пласт большое количество воды, в результате чего может осложниться процесс освоения скважин после кислотной обработки.

Применение кислоты с высокой концентрацией (более 16 %) также нежелательно, это приводит к образованию в пористой среде насыщенных высоковязких растворов хлористого кальция и хлористого магния, трудно извлекаемых из пласта. Кроме того, с увеличением концентрации кислоты возрастает также коррозионная активность, эмульгирующая способность, вероятность выпадения солей в осадок при контакте кислоты с пластовой водой, а также в результате растворения гипса. Наиболее пригод-

ным для обработок является 8–15 %-ный раствор соляной кислоты, в котором на 100 весовых частей водного раствора приходится от 8 до 15 частей чистой соляной кислоты. Количество кислоты для обработки скважин выбирают в зависимости от мощности пласта, от химического состава породы, физических свойств пласта (пористость, проницаемость), числа предыдущих обработок. В среднем берут от 0,4 до 1,5 м³ раствора кислоты на 1 м обрабатываемого интервала. Наименьшие объёмы раствора кислоты 0,4–0,6 м³ на 1 м мощности пласта применяют для скважин малопроницаемыми коллекторами и с малыми начальными дебитами. Малый объём кислотного раствора для скважин с такими коллекторами может быть частично компенсирован применением повышенной концентрации раствора. Для скважин с более высокой проницаемостью пород, со средним пластовым давлением для первичной обработки назначают несколько большие объёмы кислотного раствора в пределах 0,8–1,0 м³ на 1 м мощности обрабатываемого интервала. Наконец, для скважин с высокими начальными дебитами, с породами большой проницаемости принимают объём кислотного раствора 1,0–1,5 м³ на 1 м мощности пласта. При повторных обработках во всех случаях увеличивают объём кислотного раствора на 20–40 % по сравнению с предыдущей обработкой.

Выбор кислотных обработок для различных коллекторов

Солянокислотная обработка может применяться в скважинах, эксплуатирующая карбонатные, трещинно-поровые пласты любой толщины. Объектами обработок могут быть некачественно освоенные (после бурения или капитального ремонта) скважины и скважины, существенно снизившие дебит в процессе эксплуатации. Обработки назначаются по определению текущего и конвенционального коэффициентов продуктивности. Для проведения соляной обработки нагнетательных скважин следует выбирать скважины, которые должны удовлетворять следующим требованиям:

- 1) приёмистость скважины более 500 м³/сут. и со временем снижения до 100 м³/сут. и ниже;
- 2) скважина должна изливаться;
- 3) устьевая арматура и эксплуатационная колонна должны быть герметичными.

Выбор скважин для СКО

Солянокислотная обработка может применяться в скважинах, эксплуатирующих карбонатные, трещинно-поровые пласты любой толщины. Объектами обработок могут быть некачественно освоенные (после бурения или капитального ремонта) скважины и скважины, существенно снизившие дебит в процессе эксплуатации. Обработки назначаются по определению текущего и потенциального коэффициентов продуктивности.

Для проведения солянокислотной обработки нагнетательных скважин следует выбирать скважины, которые должны удовлетворять следующим требованиям:

- проницаемость вскрытых пластов – 300–600 мДарси и выше;
- приёмистость скважины более 500 м³/сут. и со временем снижения до 100 м³/сут. и ниже;
- скважина должна изливаться;
- устьевая арматура и эксплуатационная колонна должны быть герметичными.

Реагенты и химические материалы для СКО

Солянокислотная обработка призабойных зон скважин предназначена для очистки поверхности забоев (фильтровой части) скважин и увеличения проницаемости призабойной зоны пласта в целях увеличения дебита добывающих или приёмистости нагнетательных скважин, сокращения сроков их освоения.

Солянокислотная обработка основана на способности растворения карбонатных пород (известняков и доломитов) соляной кислотой в результате химических реакций, протекающих при взаимодействии соляной кислоты с породами следующим образом.

Продукты реакции соляной кислоты с карбонатами – двухлористый кальций (CaCl₂) и двухлористый магний (MgCl₂) хорошо растворяются в воде. Эти продукты вместе с остатками прореагировавшей кислоты извлекаются на поверхность при промывке скважины. Углекислый газ (CO₂) в зависимости от давления выделяется в виде

свободного газа или растворяется. В результате реакции соляной кислоты с карбонатными породами и вымыванием продуктов реакции в призабойной зоне пласта образуют поровые каналы большого сечения, что ведёт к увеличению проницаемости призабойной зоны пласта, а, следовательно, и производительности (приемистости) скважин.

Объём и концентрация растворов кислоты

Эффективность солянокислотных обработок скважин зависит от концентрации кислоты, её количества, давления при обработке, температуры на забое, характера пород и других факторов. Для проведения кислотных обработок объём, и концентрация раствора кислоты планируются для каждого месторождения и каждой скважины индивидуально, так как точно подсчитать эти параметры затруднительно. Предельные значения этих параметров обычно следующие:

- объём – 0,4–1,5 м³ на 1 м обрабатываемой мощности пласта;
- концентрация 12–16 % HCl с уменьшением её в отдельных случаях до 8 % и увеличением до 20 %.

Наименьшие объёмы кислоты в 0,4–1,0 м³ на 1 м мощности обрабатываемого интервала пласта применяют для малопроницаемых карбонатных пород при малых начальных дебитах скважин. Для этих условий принимают наиболее высокую концентрацию раствора – с 15–16 % HCl, а при отдельных обработках и 20 % HCl.

Для скважин с высоким начальным дебитом и породами высокой проницаемости следует планировать 1,0–1,5 м³ раствора кислоты на 1 м мощности обрабатываемого пласта.

Для песчаных коллекторов первичные обработки рекомендуется начинать с малыми объёмами раствора кислоты (0,4–0,6 м³ на 1 м мощности) при сниженной до 8,0–10 %-ной концентрации кислоты.

При повторных обработках во всех случаях объём кислотного раствора постепенно увеличивают по сравнению с предыдущими обработками до максимального.

Оборудование для кислотных обработок

Для перевозки неингибированной соляной кислоты от химических заводов до кислотной базы используются железнодорожные цистерны, гуммированные специальными сортами резины или эбонитами. Ингибированная соляная кислота может транспортироваться в обычных железнодорожных цистернах, но с защитным покрытием химически стойкой эмалью или химически стойким лаком.

Уксусную кислоту транспортируют до кислотной базы также в металлических гуммированных цистернах. Плавиковую кислоту доставляют в эбонитовых баллонах.

Для доставки кислоты с химических заводов на кислотные базы, если они близко расположены, и с кислотной базы на скважины используют автоцистерны-кислотовазы. Внутренние поверхности этих цистерн гуммируют или защищают многослойным покрытием химически стойкими эмалями и лаками.

Концентрированные товарные кислоты хранят в металлических стационарных резервуарах ёмкостью 25–50–100 м³. Эти резервуары защищают кислотоупорной футеровкой (покрытие эмалями, лаками, гуммирование).

Разведение кислоты с доведением раствора до нужной концентрации производится в передвижных емкостях, устанавливаемых у скважин. Обычно эти емкости представляют собой применяемые на производственных площадях мерники для сбора нефти объёмом 14 м³, внутренние поверхности которых покрыты защитным слоем.

Для удобства перевозки мерники устанавливают на полозьях. Для перекачки кислоты из железнодорожных цистерн в ёмкости и из емкостей в автоцистерны применяются кислотоупорные центробежные насосы с малым напором и большой производительностью.

При перекачке кислоты используются резиновые гофрированные шланги или же гибкие трубы из поливинилпласта и полиэтилена.

Для кислотных обработок в большинстве случаев применяют цементировочный агрегат ЦА-320.

Приготовление рабочего раствора соляной кислоты

Концентрированную соляную кислоту разводят до заданного для рабочего раствора содержания HCl на месте её хранения (кислотная база) или непосредственно у скважины перед её обработкой.

Так как соляная кислота, поступающая с заводов, может иметь различную концентрацию, то необходимо точно рассчитать, какое количество воды и кислоты требуется смешать, чтобы получить раствор заданных концентрации и объёма.

Количество товарной кислоты V_m в объёмных единицах, необходимое для получения 1 м³ рабочего раствора заданной концентрации, рассчитывают по следующей формуле:

$$V_m = \frac{1}{1 - \frac{\rho_m - \rho_z}{\rho_z - 1000}} = \frac{\rho_z - 1000}{\rho_m - 1000} \quad (1)$$

или для любого количества кубометров

$$V_m = n \cdot \frac{\rho_z - 1000}{\rho_m - 1000}, \quad (2)$$

где V_m – объём товарной кислоты; ρ_m – плотность товарной кислоты, кг/м³; ρ_z – заданная плотность готового раствора, кг/м³ (ρ_z берут исходя из заданного процентного содержания HCl в рабочем растворе).

Для приготовления раствора заданной концентрации HCl товарную кислоту разводят в ёмкостях, объём которых строго протарирован.

Соответственно расчёту в ёмкость заливают воду, затем заливают концентрированную товарную кислоту и потом вносят все необходимые добавки (ингибиторы, ПАВ и пр.).

Добавки реагентов-ингибиторов, ПАВ обычно настолько незначительны, что поправки на объёмы этих реагентов не вводятся.

Техника проведения солянокислотных обработок скважин

Процесс солянокислотной обработки скважины заключается в нагнетании в пласт раствора соляной кислоты насосом или самотёком, если пластовое давление низкое.

Порядок работ при этом следующий. Скважину очищают от песка, грязи, парафина и продуктов коррозии. Для очистки стенок скважины от цементной и глинистой корки и от продуктов коррозии при открытом забое применяют «кислотную ванну». При этом раствор кислоты подают на забой скважины и выдерживают её там, не продавливая в пласт. Через несколько часов, отреагировав кислоту вместе с продуктами реакции вымывают на поверхность обратной промывкой, нагнетая промывочную жидкость (нефть или вода) в затрубное пространство скважины.

Кислотная ванна предупреждает попадание загрязняющих материалов в поровое пространство пласта при последующей обработке. Поэтому кислотная ванна считается одним из первых и обязательных этапов кислотного воздействия на пласт.

Перед обработкой скважины у её устья устанавливают необходимое оборудование и опрессовывают все трубопроводы на полуторакратное рабочее давление. В случае закачки раствора кислоты самотёком опрессовку оборудования не производят.

Параллельно с обвязкой устья скважины к месту работы подвозят подготовленный раствор соляной кислоты или готовят его тут же у скважины.

Сначала скважину заполняют нефтью и устанавливают циркуляцию. Затем в трубы нагнетают заготовленный раствор соляной кислоты. Объём нефти, вытесненной из скважины через кольцевое пространство, измеряют в мернике. Количество первой порции кислоты, нагнетаемой в скважину, рассчитывают так, чтобы она заполняла трубы и кольцевое пространство от башмака труб до кровли пласта. После этого закрывают задвижку на отводе из затрубного пространства и остатки заготовленного кислотного раствора под давлением закачивают в скважину. Кислота при этом поступает в пласт. Оставшуюся в трубах и в нижней части скважины кислоту также продавливают в пласт водой или нефтью.

При низких давлениях в скважинах не всегда удаётся установить циркуляцию при промывке нефтью вследствие поглощения её пластом. В этом случае в скважину прокачивают с максимально возможной скоростью от 10 до 20 м³ нефти и при этом наблюдают за положением уровня в кольцевом пространстве при помощи эхолота или других приборов (например, газовых счётчиков). Установив, что уровень в скважине перестал подниматься, не прерывая процесса, в скважину вслед за нефтью на той же скорости нагнетают весь рассчитанный объём кислоты, а затем закачивают нефть для вытеснения кислоты из труб.

Нагнетать кислоту в пласт необходимо с максимально возможными скоростями, чтобы кислота проникала на большие расстояния от ствола скважины.

После продавливания кислотного раствора в пласт скважину оставляют на некоторое время в покое для реагирования кислоты с породой, после чего пускают скважину в эксплуатацию.

Технология проведения солянокислотных обработок неодинакова и может изменяться в зависимости от физических свойств пласта, его мощности и прочих условий. В простейшем случае процесс обработки сводится к обычной закачке кислоты в пласт насосом или самотеком, как описано выше.

При наличии одного мощного пласта рекомендуется применять ступенчатую обработку. Для этого всю мощность пласта разбивают на интервалы по 10–20 м, которые поочередно, начиная с верхнего, обрабатывают раствором кислоты с установкой башмака труб в нижней части обрабатываемого интервала.

При обработке слабопроницаемых пород часто не удаётся прокачать в пласт сразу значительное количество кислоты. В этом случае хорошие результаты даёт двухстадийная обработка. На первой стадии в пласт закачивают 2–3 м³ раствора кислоты и выдерживают скважину под давлением в течение нескольких часов. После того как давление в закрытой скважине снизится, закачивают вторую порцию кислоты в количестве 5–7 м³.

Другой разновидностью солянокислотных обработок являются серийные обработки, заключающиеся в том, что скважину последовательно 3–4 раза обрабатывают кислотой с интервалом между обработками 5–10 дней. Серийные обработки дают хорошие результаты в скважинах, эксплуатирующих малопроницаемые пласты.

Эффект от солянокислотной обработки определяется разностью в величине коэффициента продуктивности скважин до и после обработки, а также количеством дополнительной нефти, добытой из скважины после её обработки.

Кислотную обработку газовой скважины проводят так же, как и нефтяной. При этом глушение газового фонтана производится нагнетанием в скважину нефти, воды или глинистого раствора. Наряду с этим применяется также метод кислотной обработки под давлением без глушения скважины. Тогда после закачки в скважину кислоты её продавливают в пласт воздухом или газом при помощи компрессора.

В последнее время получены успешные результаты при кислотных обработках «под давлением». Сущность метода заключается в том, что давление нагнетания кислоты в пласт искусственно повышается до 15–30 МПа путём предварительной закачки в высокопроницаемые пропластки высоковязкой нефтекислотной эмульсии. Высокое давление продавливания кислоты способствует уменьшению скорости реакции, глубокому проникновению кислоты в пласт, охвату кислотным раствором малопроницаемых пластов и участков, что значительно повышает эффективность кислотных обработок.

Успешно применяются также специальные кислотные обработки скважин через гидромониторные насадки – направленными струями кислоты высокого напора, которые способствуют быстрой и хорошей очистке открытого ствола скважины.

Расчёт обработки забоя скважин соляной кислотой

Исходные данные:

- глубина $H = 1111$ м;
- вскрытая эффективная мощность карбонатного пласта $h = 25$ м;
- ниже вскрытого пласта имеется зумпф глубиной 12 м;
- внутренний диаметр скважины $D = 0,154$ м;

- диаметр НКТ $d_{нкт} = 0,05$ м;
- определение необходимого количества химикатов: для заданных условий принимаем концентрацию кислоты 8 % (при средней норме расхода этой кислоты $1,2 \text{ м}^3$ на 1 м интервала обработки общий объём соляной кислоты составит $1,2 \text{ м} \cdot 25 = 30 \text{ м}^3$).

Расчёт количества химикатов и воды

На приготовление 6 м^3 8 %-ного солянокислотного раствора требуется 1840 кг 27,5 %-ной HCl и $4,38 \text{ м}^3$ воды, а на 30 м^3 8 %-ного солянокислотного раствора необходимо концентрированной HCl:

$$W_k = \frac{1840 \cdot 30}{6} = 9200 \text{ кг} \quad (3)$$

и воды

$$V = \frac{4,38 \cdot 30}{6} = 21,9 \text{ м}^3.$$

Количество концентрированной товарной соляной кислоты для 10 %-ного солянокислотного раствора может быть также найдено по формуле:

$$W_k = \frac{A \cdot x \cdot W \cdot (B - z)}{B \cdot z \cdot (A - z)}, \quad (4)$$

где $A = 214$ и $B = 226$ – числовые коэффициенты для кислоты 8 %-ной концентрации; x – 8 %-ная концентрация солянокислотного раствора; z – 27,5 %-ная концентрация товарной кислоты; W – объём кислотного раствора ($W = 30 \text{ м}^3$).

Следовательно:

$$W_k = \frac{214 \cdot 8 \cdot 30 \cdot (226 - 27,5)}{226 \cdot 27,5 \cdot (214 - 8)} = 7,96 \text{ м}^3.$$

Принимаем $W_k = 8 \text{ м}^3$.

В качестве ингибитора принимаем уникол У-2. Необходимое количество уникола определяется по формуле:

$$Q_{инг} = \frac{74 \cdot b \cdot x \cdot W}{A - x}, \quad (5)$$

где b – процент добавки уникола к соляной кислоте (для уникола У-2 принимают 5 % по объёму от количества концентрированной кислоты, для уникола М-Н – 1 % и для уникола У-К – 0,3 %); x – 8 %-ная концентрация солянокислотного раствора; W – объём кислотного раствора ($W = 30 \text{ м}^3$); A – числовой коэффициент, принимаемый равным 214 для 8 %-ной концентрации кислоты.

Тогда:

$$Q_{инг} = \frac{74 \cdot 5 \cdot 8 \cdot 30}{214 - 8} = 431 \text{ л.}$$

Против выпадения из солянокислотного раствора содержащихся в нём солей железа добавляем уксусную кислоту в количестве

$$Q_{ук} = \frac{1000 \cdot b \cdot W}{C}, \quad (6)$$

где b – процент добавки уксусной кислоты к объёму раствора ($b = 1,5$ %); W – объём солянокислотного раствора ($W = 30 \text{ м}^3$); C – концентрация уксусной кислоты (принимаем 80 %).

Тогда:

$$Q_{ук} = \frac{1000 \cdot 1,5 \cdot 30}{80} = 562,5 \text{ л.}$$

Для растворения содержащихся в породе кремнистых соединений и предупреждения их выпадения в виде геля кремниевой кислоты добавляем к соляной кислоте плавиковую кислоту в количестве

$$Q_{пк} = \frac{1000 \cdot b \cdot W}{m}, \quad (7)$$

где b – процент добавки плавиковой кислоты к объёму раствора ($b = 1$ %); W – объём солянокислотного раствора ($W = 30$ м³); m – концентрация товарной плавиковой кислоты в процентах содержания HF (обычно $m = 60$ %).

Тогда:

$$Q_{пк} = \frac{1000 \cdot 1 \cdot 30}{60} = 500 \text{ л.}$$

В товарной соляной кислоте второго сорта содержится примесь серной кислоты в количестве до 0,6 %, которая после реакции её с углекислым кальцием образует гипс, выпадающий в виде кристаллов, закупоривающих поры пласта.

Против выпадения гипса добавляем к соляной кислоте хлористый барий в количестве:

$$Q_{хб} = 21,3 \cdot W \cdot \left(\frac{a \cdot x}{z} - 0,02 \right), \quad (8)$$

где W – объём солянокислотного раствора ($W = 30$ м³); a – содержание SO₃ в товарной соляной кислоте ($a = 0,6$ %); x – 8 %-ная концентрация солянокислотного раствора; z – 27,5 %-ная концентрация товарной кислоты.

Тогда:

$$Q_{хб} = 21,3 \cdot 30 \cdot \left(\frac{0,6 \cdot 8}{27,5} - 0,02 \right) = 98,75 \approx 100 \text{ кг}$$

или 25 л при плотности хлористого бария 4,0.

В качестве интенсификатора для понижения поверхностного натяжения применяем препарат ДС (детергент советский), который одновременно является ингибитором и наиболее активным понизителем скорости реакции соляной кислоты с породой. Большое снижение скорости реакции способствует более глубокому проникновению кислоты в пласт.

Необходимое количество ДС составляет 1,0–1,5 % от объёма солянокислотного раствора (принимаем 1 %). Это даёт: $Q_{ДС} = 30 \text{ м}^3 \cdot 0,01 = 0,3 \text{ м}^3$ или 300 л.

Количество воды для приготовления принятого объёма солянокислотного раствора:

$$V = W - W_{к} - \Sigma Q, \quad (9)$$

где W – объём солянокислотного раствора ($W = 30$ м³); $W_{к}$ – объём концентрированной товарной соляной кислоты ($W_{к} = 8$ м³); ΣQ – суммарный объём всех добавок к солянокислотному раствору:

$$\Sigma Q = Q_{инг} + Q_{ук} + Q_{пк} + Q_{хб} + Q_{ДС},$$

$Q_{инг} = 431$ л – количество ингибитора уникол У-2; $Q_{ук} = 562,5$ л – количество уксусной кислоты; $Q_{пк} = 500$ л – количество плавиковой кислоты; $Q_{хб} = 25$ л – количество хлористого бария; $Q_{ДС} = 300$ л – количество препарата ДС.

Тогда:

$$\Sigma Q = 431 + 562,5 + 500 + 25 + 300 = 1818,50 \text{ л} \approx 1,82 \text{ м}^3.$$

Отсюда:

$$V = 30 - 8 - 1,82 = 20,18 \text{ м}^3.$$

Для изоляции зумпфа применяем раствор хлористого кальция плотностью 1,2.

Объём 1 м ствола скважины внутренним диаметром 0,154 м составляет $0,785 \cdot 0,1542 = 0,0186 \text{ м}^3$, а объём 12 м зумпфа будет $0,223 \text{ м}^3$.

Для получения 1 м^3 раствора хлористого кальция плотностью 1,2 по инструкции требуется 540 кг CaCl_2 и $0,66 \text{ м}^3$ воды. Для изоляции всего надо взять: CaCl_2 $540 \cdot 0,223 = 120,53$ кг и воды $0,66 \cdot 0,223 = 0,15 \text{ м}^3$.

После приготовления солянокислотного раствора проверяют ареометром полученную концентрацию раствора HCl . Если она не соответствует заданной, добавляют к раствору воду или концентрированную кислоту.

Количество добавляемой воды при концентрации $\text{HCl} > 8 \%$ определяют по формуле:

$$q_в = \frac{(p_2 - p) \cdot W}{p - 1}, \quad (10)$$

а количество добавляемой соляной кислоты, если концентрация $\text{HCl} < 8 \%$ определяют по формуле:

$$q_к = \frac{(p - p_1) \cdot W}{p_3 - p}, \quad (11)$$

где $q_в$ и $q_к$ – объёмы добавляемой воды и концентрированной кислоты, м^3 ; W – объём солянокислотного раствора 8 %-ной концентрации; p – плотность раствора заданной концентрации; p_1 и p_2 – плотность приготовленного раствора соответственно пониженной и повышенной концентрации; p_3 – плотность концентрированной соляной кислоты.

Для закачки соляной кислоты скважина должна быть заполнена нефтью. При закачке кислоты необходимо, чтобы она заполнила выкидную линию диаметром 0,05 м и длиной 100 м ($0,00198 \cdot 100 = 0,2 \text{ м}^3$) от насосного агрегата, промывочные трубы диаметром 0,05 м и длиной 1085 м ($0,00198 \cdot 1090 = 2,16 \text{ м}^3$) и нижнюю часть скважины от подошвы до кровли пласта ($0,0186 \cdot 25 = 0,465 \text{ м}^3$), а всего $2,825 \text{ м}^3$. После этого устье скважины герметизируют и раствор под давлением закачивают в призабойную зону пласта. Для вытеснения всей соляной кислоты в пласт требуется $2,825 \text{ м}^3$ нефти.

Для солянокислотной обработки призабойной зоны скважин применяются специальные агрегаты ЦА-320. При высоких давлениях лучше применять более мощные агрегаты – ЦА-320М. Эти агрегаты предназначены для транспортировки, смешения и нагнетания раствора кислоты в скважину, а также для гидрокислотных разрывов пластов.

После продавливания кислотного раствора в пласт закрывают задвижки на нагнетательной линии, оставляют скважину для реакции солянокислотного раствора с породой и следят по манометру за скоростью спада давления. Призабойную зону скважины очищают от продуктов реакции путём поршневания или в процессе эксплуатации скважины. Затем скважину исследуют на приток для оценки эффективности солянокислотной обработки.

Рекомендуется проводить обработку в две стадии:

- 1) для очистки и расширения трещин, находящихся вблизи ствола скважины, закачивать небольшой объём ($3\text{--}15 \text{ м}^3$) соляной кислоты 12–15 %-ной концентрации;
- 2) для обработки удалённых зон пласта применять форсированную закачку соляной кислоты повышенной концентрации (20–25 %) в объёме $20\text{--}30 \text{ м}^3$.

При отсутствии положительных результатов, особенно в условиях высокой пластовой температуры (до $150 \text{ }^\circ\text{C}$), обработку следует проводить нефтекислотной эмульсией, при которой время нейтрализации кислоты и радиус обработки значительно увеличиваются. Радиус проникновения кислоты в глубь пласта до её нейтрализации при солянокислотной обработке может быть определён по формуле:

$$R_{пр} = 0,5 \cdot \sqrt{\frac{V + 0,785 \cdot k_{мп} \cdot d^2 \cdot h}{0,785 \cdot k_{мп} \cdot d^2 \cdot h}}, \quad (12)$$

где V – количество продавленного в пласт кислотного раствора ($V = 30 \text{ м}^3$); $k_{мп}$ – коэффициент трещиноватости пород ($k_{мп} = 0,005$); d – диаметр забоя скважины ($d = 100 \text{ мм}$); h – эффективная мощность пласта ($h = 50 \text{ м}$).

$$R_{пр} = 0,5 \cdot \sqrt{\frac{30 + 0,785 \cdot 0,005 \cdot 1^2 \cdot 50}{0,785 \cdot 0,005 \cdot 1^2 \cdot 50}} = 6,2 \text{ м.}$$

Применение гидрофобных нефтекислотных эмульсий предотвращает в течение некоторого промежутка времени вступление кислоты в реакцию с породой, сохраняя её в дисперсном состоянии. Это позволяет доставлять неотреагированную кислоту в более удалённые участки пласта.

Чтобы получить качественные эмульсии, следует применять маловязкую нефть с небольшим содержанием асфальтено-смолистых веществ и стабилизировать её специальными эмульгаторами. Рекомендуемый состав нефтекислотной эмульсий: соляная кислота 12–15 %-ной концентрации – 60 %, нефть – 39,5 %, и амины – 0,5 %.

Для защиты подземного оборудования скважин от солянокислотной коррозии следует применять в качестве ингибиторов уротропин (0,8 %) плюс ингибитор И-1-А (1 %), которые сохраняют свои защитные свойства и при высоких температурах.

Эффект кислотной обработки скважины определяется суммарным количеством дополнительно полученной нефти после обработки скважины кислотой за всё время её работы с повышенным дебитом. Кроме того, результаты обработки проверяют по величине коэффициента продуктивности скважины до и после обработки при одинаковой депрессии.

Суммарный прирост добычи находят путём сопоставления кривой снижения производительности скважины без обработки с фактической кривой добычи нефти после обработки.

Для экономической оценки эффективности обработки следует определить стоимость дополнительно добытой нефти и сравнить её с затратами, связанными с проведением солянокислотной обработки.

Освоение скважины после солянокислотной обработки

Освоение скважины проводят:

- сваби́рованием;
- гидросваби́рованием;
- промывкой.

Гидросваби́рование осуществляется путём периодического надавливания на пласт жидкостью, не допуская гидроразрыва, с последующим быстрым сбрасыванием давления в скважине. Знакопеременные значительные по величине градиенты давления, образующиеся при распространении в пласт волны «репрессии – депрессии», разрушают структурные связи эмульсий и отложений в порах призабойной зоны, а большие скорости обратного излива способствуют выносу загрязнений в ствол скважины. Для освоения гидросваби́рованием выбирают трудноосваиваемые, малодебитные и сухие скважины с призабойной зоной, закупоренной эмульсией, глинистыми и другими загрязняющими материалами, оборудованные преимущественно эксплуатационной колонной диаметром 146 мм для создания необходимого давления без применения пакера.

Гидросваби́рование рекомендуется проводить после предварительного вызова притока из пласта другими методами с обработкой кислотной ванны или без неё.

Перед гидросваби́рованием жидкость в скважине должна быть заменена на совместную с пластовой водой и слагающий пласт материалом. Для этого могут быть использованы 1,5–3,0 % раствор хлористого кальция, нефть, а также 0,1–0,2 % раствор неионогенного ПАВ (если пласт не заглинизирован), например, ОП-10, ОП-7, дисолвана, превоцела «Шкопау». НКТ необходимо спустить ниже перфорационных отверстий.

Порядок работы:

1. В течение 0,5–1,0 мин. закачивать в пласт жидкость гидросвабирования по межтрубному пространству. Давление на устье для 1 цикла – около 5,0 МПа.

2. Произвести резкий сброс давления в скважине через НКТ открытием крана на устьевой арматуре с остановкой агрегата и излив жидкости в течение 1 мин. в приёмную ёмкость.

3. Закачать в межтрубное пространство 0,7, 1,0 или 1,5 м³ жидкости при условном диаметре НКТ соответственно 60 (73 или 89) мм при средней производительности насосного агрегата для удаления загрязнений из области перфорационных отверстий в колонну НКТ.

4. Последующие циклы производить в вышеуказанном порядке с полной промывкой скважины через каждые 10 циклов и увеличением давления закачки в каждом последующем цикле на 3,0–5,0 МПа до достижения заданной величины.

Вызов притока при освоении нефтяных скважин, вышедших из бурения или ремонта, одна из основных областей применения свабирования. Комплекс работ по освоению скважины должен обеспечивать:

- сохранение целостности скелета пласта в призабойной зоне;
- герметичность цементного кольца за колонной;
- предупреждение прорывов пластовой воды (подошвенной, нижней и верхней) и газа из газовой шапки;

- сохранность эксплуатационной колонны;
- предотвращение неконтролируемых фонтанных проявлений;
- сохранность, восстановление или повышение проницаемости призабойной зоны;
- охрану окружающей среды и безопасность при проведении всех работ;

Основными процессами, обуславливающими снижение проницаемости призабойной зоны при строительстве и эксплуатации скважины, является:

- поглощение несовместимых с породой и плавиковыми флюидами буровых растворов, цементных растворов и их фильтратов, а также технологических жидкостей, используемых при ремонтных работах;

- отложения в каналах продуктивного коллектора минеральных солей и твёрдых углеводородов при эксплуатации скважины;

- отложения на фильтре и в призабойной зоне при эксплуатации водонагнетательных скважин.

Свабирование при герметичном устье позволяет создавать плавные, регулируемые и контролируемые депрессии на пласт, обеспечивает выполнение всех требований, предусмотренных в комплексе работ по освоению скважин в разных горно-геологических условиях.

Суть состоит в периодическом подъеме определенных порций жидкости из скважины при последовательном ступенчатом снижении уровня жидкости и соответствующем изменении глубины спуска сваба.

Промывка – процесс замены плотной скважинной жидкости на более легкую используя обратную промывку. Промывку начинают с закачки воды, до установления циркуляции чистой водой при этом должно обеспечиваться устойчивое фонтанирование или приток из пласта. Если это не даёт результатов промывку производят легкой углеводородной жидкостью.

Прямая промывка. При прямой промывке промывочную жидкость нагнетают через спущенную в скважину колонну труб; размытая порода с жидкостью выносится из скважины по кольцевому пространству между эксплуатационной колонной и промывочными трубами. Существенным недостатком прямой промывки, снижающим её эффективность, является низкая скорость восходящей струи жидкости, в следствии размытый песок медленно поднимается.

Обратная промывка. При обратной промывке скважин от песчаных пробок промывочную жидкость нагнетают в кольцевое пространство между обсадной колонной и промывочными трубами, а жидкость с размытым песком поднимается по промывочным трубам. Этим достигают больших скоростей восходящего потока жидкости и ускорения выноса песчаной пробки.

Обратная промывка по сравнению с прямой имеет некоторые преимущества:

- при одинаковой производительности промывочного насоса скорость восходящего потока при обратной промывке в несколько раз больше скорости при прямой промывке;

- почти полностью устраняется прихват труб вследствие того, что в затрубном пространстве находится чистая жидкость, а размытая порода выносятся по промывочным трубам;

- обратная промывка производится при меньшем давлении на выкиде насоса, так как скорость потока жидкости, необходимая для выноса песка, может быть достигнута при сравнительно меньшем расходе жидкости.

Недостатками обратной промывки являются:

- необходимость применения специального оборудования для герметизации устья скважины;

- малая скорость нисходящей струи в кольцевом пространстве, в связи с чем снижается интенсивность размыва пробки; поэтому обратную промывку нельзя применять для очистки скважины от плотной пробки, когда требуется сильная размывающая струя, а рекомендуется применять комбинированную промывку.

Комбинированная промывка заключается в периодическом изменении направления.

Анализ эффективности проведения СКО

Эффективность проведения солянокислотной обработки приведена в таблице 7.

Таблица 7 – Эффективность проведения СКО

№ скважины	Дебит нефти, тонн/сут.		Продолжительность эффекта, сут.	Дополнительная добыча, тонн
	до ремонта	после ремонта		
1771	3,4	3,9	174	87
2249	1,1	1,6	196	98
12314	5,1	5,2	210	21
12523	5,4	5,7	153	45,9
12899	1,1	2,2	149	163,9
13512	1,1	1,5	183	73,2
13813	4,9	6,5	171	273,6
14015	1,5	2,2	160	112
14175	2,0	2,4	189	75,6
14202	0,9	1,2	229	68,7
среднее значение			181,4	101,9

Дебит по скважине 1771 до проведения СКО был 3,4 тонн/сут., после проведения СКО – 3,9 тонн/сут. Продолжительность технологического эффекта составила 174 сут. Дополнительная добыча 87 тонн.

Дебит по скважине 2249 до проведения СКО был 1,1 тонн/сут., после проведения СКО – 1,6 тонн/сут. Продолжительность технологического эффекта составила 196 сут. Дополнительная добыча 98 тонн.

Дебит по скважине № 12314 до проведения СКО был 5,1 тонн/сут., после проведения СКО – 5,2 тонн/сут. Продолжительность технологического эффекта составила 210 сут. Дополнительная добыча 21 тонн.

Дебит по скважине № 12523 до проведения СКО был 5,4 тонн/сут., после проведения СКО – 5,7 тонн/сут. Продолжительность технологического эффекта составила 153 сут. Дополнительная добыча 45,9 тонн.

Дебит по скважине № 12899 до проведения СКО был 1,1 тонн/сут., после проведения СКО – 2,2 тонн/сут. Продолжительность технологического эффекта составила 149 сут. Дополнительная добыча 163,9 тонн.

Дебит по скважине № 13512 до проведения СКО был 1,1 тонн/сут., после проведения СКО – 1,5 тонн/сут. Продолжительность технологического эффекта составила 183 сут. Дополнительная добыча 73,2 тонн.

Дебит по скважине № 13813 до проведения СКО был 4,9 тонн/сут., после проведения СКО – 6,5 тонн/сут. Продолжительность технологического эффекта составила 171 сут. Дополнительная добыча 273,6 тонн.

Дебит по скважине № 14015 до проведения СКО был 1,5 тонн/сут., после проведения СКО – 2,2 тонн/сут. Продолжительность технологического эффекта составила 160 сут. Дополнительная добыча 112 тонн.

Дебит по скважине № 14175 до проведения СКО был 2,0 тонн/сут., после проведения СКО – 2,4 тонн/сут. Продолжительность технологического эффекта составила 189 сут. Дополнительная добыча 75,6 тонн.

Дебит по скважине № 14292 до проведения СКО был 0,9 тонн/сут., после проведения СКО – 1,2 тонн/сут. Продолжительность технологического эффекта составила 229 сут. Дополнительная добыча 68,7 тонн.

Дополнительная добыча после проведения СКО на 10 скважинах составила 1018,9 тонн, т.е. 101,9 тонн на 1 скважину. Средняя продолжительность эффекта – 181,4 сут.

Выводы и предложения

Основным методом ОПЗ для скважин с карбонатными трещиновато-пористыми коллекторами является солянокислотная обработка. Существуют различные способы воздействия соляной кислоты на карбонатный пласт (ванны, простые кислотные обработки, глубоконаправленные, поинтервальные и т.д.).

Большинство солянокислотных обработок позволяет улучшить проницаемость призабойной зоны пласта. Обработка удалённых от ствола скважины зон представляет определённые трудности из-за невозможности доставки соляной кислоты в глубину пласта. В результате высокой скорости реакции кислоты в карбонатной составляющей пласта в призабойной зоне выделяется вода, которая и проталкивается в глубину пласта очередной порцией кислоты.

При использовании большинства способов обработки пласта соляной кислотой последняя поглощается дренированными зонами пласта, а не работающие участки так и остаются не обработанными. Этим объясняется низкая эффективность повторных солянокислотных обработок.

Литература:

1. Боярчук А.Ф., Кереселидзе В.П. Изучение особенностей проникновения в коллекторы известково-битумных растворов // Нефтяное хозяйство, 1983. – № 11. – С. 25–27.
2. Викторин В.Д., Лычков Н.П. Разработка нефтяных месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам. – М. : Издательство Недр, 1980. – 202 с.
3. Зарипов С.З. Применение жидкостей для задавливания скважин при их ремонте // Обзорная информация, серия «Техника и технология добычи нефти». – М. : ВНИИОЭНГ, 1981. – Вып. 2.
4. Кудинов В.И., Сучков Б.М. Интенсификация текущей добычи нефти // Нефтяное хозяйство, 1990. – № 7. – С. 63–66.
5. Муслимов Р.Х., Абдулмазитов Р.Г. Совершенствование технологии разработки малоэффективных нефтяных месторождений Татарии. – Казань : Таткнигоиздат, 1989. – 134 с.
6. Орлов Г.А., Мусабилов М.Х. Регламент по технологии глушения скважин с сохранением коллекторских свойств продуктивного пласта. – Татнефть, 1998.
7. Сучков Б.М. Причины снижения производительности скважин // Нефтяное хозяйство, 1988. – № 5. – С. 52–54.
8. Применение солянокислотной обработки призабойных зон скважин. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b5625b3bd68b4d43a89521206d27_0.html
9. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2010. – 522 с.

10. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2010. – 539 с.
11. 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. – 348 с.
12. 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. 2. – 348 с.
13. 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 : Просвещение-Юг, 2011. – 603 с.
14. 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.
15. 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.
16. 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.
17. Березовский Д.А., Лаврентьев А.В., Савенок О.В. Предпосылки и задачи моделирования горных пород с точки зрения установления условий наступления факторов осложнения добычи // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – № 2. – С. 27–33.
18. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Анализ причин и последствий нарушения экологической безопасности при интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края : Современные технологии извлечения нефти и газа. Перспективы развития минерально-сырьевого комплекса (российский и мировой опыт) / Сборник материалов Всероссийской научно-практической конференции, посвящённой 85-летию доктора технических наук, профессора, академика РАЕН В.И. Кудинова (26–27 мая 2016 года, г. Ижевск). – Ижевск : Издательский дом «Удмуртский университет», 2016. – С. 427–437.
19. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Обоснование выбора технической системы при интенсификации добычи нефти на территории Краснодарского края // Журнал «Успехи современного естествознания». – Пенза : Издательский Дом «Академия Естествознания», 2016. – № 7. – С. 154–161.
20. Яковлев А.Л., Чуйкин Е.П., Савенок О.В. Оценка полноты обеспеченности технологизации при проведении интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края // Научно-технический журнал «Нефть. Газ. Новации». – Самара, 2016. – № 7/2016. – С. 35–40.
21. 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.
22. 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. – Часть 2. – С. 25–40.
23. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Нарушения экологической безопасности при интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края // Научно-технический журнал «Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе». – М. : ВНИИОЭНГ, 2017. – № 1. – С. 50–54.
24. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Матвеева И.С. 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: Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 30–38. – URL : <http://www.id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-30-38.pdf>

25. Касем Мохаммед Яхья Хасан Гайлан, Очередыко Т.Б., Арутюнов Т.В. Обоснование работ по кислотной обработке карбонатных пластов Петропавловского месторождения // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 3. – С. 189–207.

26. 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 (дата обращения: 10.11.2017).

References:

1. Boyarchuk A.F., Kereselidze V.P. Studying of features of penetration into collectors of limy and bituminous solutions // Oil economy, 1983. – No. 11. – P. 25–27.

2. Victorin V.D., Lychkov N.P. Development of the oil fields dated for carbonate collectors. – M. : Publishing house Nedra, 1980. – 202 p.

3. Zaripov S.Z. Use of liquids for a zadavlivaniye of wells at their repair // Survey information, the «Equipment and Technology of Oil Production» series. – M. : VNIIOENG, 1981. – Issue 2.

4. Kudinov V.I., Suchkov B.M. Intensifikation of the current oil production // Oil economy, 1990. – No. 7. – P. 63–66.

5. Muslimov R.H., Abdulmazitov R.G. Improvement of technology of development of ineffective oil fields of Tataria. – Kazan : Tatknigoizdat, 1989. – 134 p.

6. Orlov G.A., Musabirov M.H. Regulations on technology of muffling of wells with maintaining collection properties of productive layer. – Tatneft, 1998.

7. Suchkov B.M. Reasons of decline in production of wells // Oil economy, 1988. – No. 5. – P. 52–54.

8. Application of solyanokislotny processing of bottomhole zones of wells. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625b3bd68b4d43a89521206d27_0.html

9. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at construction of oil and gas wells. – Krasnodar : Education South, 2010. – 522 p.

10. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : Education South, 2010. – 539 p.

11. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovye deposits and hydrate formations: prevention and removal : in 2 volumes : educational grant. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2011. – T. 1. – 348 p.

12. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovye deposits and hydrate formations: prevention and removal : in 2 volumes : educational grant. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2011. – T. 2. – 348 p.

13. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : Education South, 2011. – 603 p.

14. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs oil and gas wells : in 4 volumes. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012–2015. – T. 1–4.

15. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion of oil and gas wells» : in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013–2014. – T. 1–4.

16. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 576 p.

17. Berezovsky D.A., Lavrentyev A.V., Savenok O.V. Prerequisites and problems of modeling of rocks from the point of view of establishment of conditions of approach of factors of a complication of production // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2014. – No. 2. – P. 27–33.

18. Yakovlev A.L., Savenok O.V. The analysis of the reasons and consequences of violation of ecological safety at an oil production intensification on fields of Krasnodar Krai : Modern technologies of oil recovery and gas. The prospects of development of a mineral and raw complex (the Russian and international experience) / the Collection of materials of the

All-Russian scientific and practical conference devoted to the 85 anniversary of the Doctor of Engineering, professor, academician of the Russian Academy of Natural Sciences V.I. Kudinov (on May 26–27, 2016, Izhevsk). – Izhevsk : Udmurt University publishing house, 2016. – P. 427–437.

19. Yakovlev A.L., Savenok O.V. Justification of the choice of technical system at an oil production intensification in the territory of Krasnodar Krai // the Uspekhi Sovremennogo Estestvoznaniya Magazine. – Penza : Academy of Natural Sciences publishing House, 2016. – No. 7. – P. 154–161.

20. Yakovlev A.L., Chuykin E.P., Savenok O.V. Otsenka of completeness of security of technologization when carrying out an intensification of oil production on fields of Krasnodar Krai // the Scientific and technical magazine «Oil. Gas. Innovations». – Samara, 2016. – No. 7/2016. – P. 35–40.

21. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Hydrodynamic researches at development of wells by means of a svabirovaniye : The technical and technological systems / Materials of the eighth international scientific TTS-16 conference (on November 24–26, 2016) / FGBOOU WAUGH of KubGTU, KVVAVL of A.K. Serov; under the general editorial office B.H. Guytova. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – P. 266–275.

22. Berezovsky D.A., Yakovlev A.L., Kusov G.V. Tekhnika and technology of carrying out acid hydraulic fracturing / Collection of articles of Znaniye scientific information center for materials XXI of the international correspondence nauch-but-practical conference «Development of Science in the 21st Century» (on January 16, 2017, Kharkiv). – X. : Znaniye scientific information center, 2017. – Part 2. – P. 25–40.

23. Yakovlev A.L., Savenok O.V. Violations of ecological safety at an oil production intensification on fields of Krasnodar Krai // the Scientific and technical magazine «Zashchita Okruzhayushchey Sredy V Neftegazovom Komplekse». – M. : VNIIOENG, 2017. – No. 1. – P. 50–54.

24. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Matveeva I.S. The analysis of carrying out solyanokislotny processing of wells on the Average and Makarikhinsky field // Bulatovskiye of reading: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) : in 5 volumes : the collection of articles under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – Page 30-38. – URL : <http://www.id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-30-38.pdf>

25. Kassem Mohammed Yahya Hassan Gaylan, Ocheredko T.B., Arutyunov T.V. Justification of works on acid processing of carbonate layers of the Peter and Paul field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – No. 3. – P. 189–207.

26. Yakovlev A.L., Samoylov A.S., Barambonie Solange. The analysis of chemical methods of increase in efficiency of wells in JSC Multinational Corporation – Nizhnevartovsk // the Messenger of student's science of department of information systems and programming. – 2017. – No. 02. – URL : vsu.esrae.ru/2-8 (date of the address: 11/10/2017).