

УДК 622. 276.63

**АНАЛИЗ ПРОВЕДЕНИЯ  
СОЛЯНОКИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ СКВАЖИН  
СЕВЕРО-ХОСЕДАЮСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**ANALYSIS OF CARRYING OUT HYDROCHLORIC ACID TREATMENT  
OF WELLS OF THE NORTH-KHOSEDAYUSKOYE OIL FIELD**

**Нешков Александр Игоревич**

студент направления подготовки 21.03.01  
«Нефтегазовое дело»,  
Ухтинский государственный технический университет  
neshkov.94@mail.ru

**Савенок Ольга Вадимовна**

доктор технических наук, профессор  
кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и  
газовых месторождений и подземной гидромеханики,  
Ухтинский государственный технический университет  
olgasavenok@mail.ru

**Аннотация.** В статье представлен обзор существующих методов интенсификации добычи нефти, методика расчёта солянокислотной обработки, расчёт параметров СКО для скважины № 1600 Северо-Хоседаюского нефтяного месторождения. При воздействии на карбонатные породы наибольшее распространение получила соляная кислота. Продуктивные пласты Северо-Хоседаюского нефтяного месторождения сложены именно карбонатными коллекторами, следовательно, можно предположить, что обработки скважины с применением соляной кислоты будут наиболее эффективны в условиях данного месторождения. На скважине № 1600 предложено провести СКО для увеличения проницаемости призабойной зоны пласта. Для данной скважины приведены результаты расчёта основных параметров СКО. Выполнено технико-экономическое обоснование проекта солянокислотной обработки призабойной зоны. На основании сделанной оценки можно отметить, что проведение СКО позволит принести дополнительный доход.

**Ключевые слова:** солянокислотная обработка скважины; обзор существующих методов интенсификации добычи нефти; методы обработки призабойной зоны скважины; технология проведения стандартной СКО; оборудование, применяемое при проведении СКО; методика расчёта солянокислотной обработки; расчёт параметров СКО.

**Neshkov Alexander Igorevich**

Student Training Direction 21.03.01  
«Oil and Gas Engineering»,  
Ukhta State Technical University  
neshkov.94@mail.ru

**Savenok Olga Vadimovna**

Doctor of Technical Sciences, Professor,  
Department of Development and  
Operation of Oil and Gas Fields and  
Underground Hydromechanics,  
Ukhta State Technical University  
olgasavenok@mail.ru

**Annotation.** The article presents an overview of the existing methods for intensifying oil production, a method for calculating hydrochloric acid treatment, and calculating the parameters of the hydrochloric acid treatment for well № 1600 of the North-Khosedayuskoye oil field. When exposed to carbonate rocks, hydrochloric acid is the most widespread. The productive formations of the North-Khosedayuskoye oil field are composed of carbonate reservoirs, therefore, it can be assumed that well treatments using hydrochloric acid will be most effective in this field. At well № 1600 it was proposed to carry out a hydrochloric acid treatment to increase the permeability of the bottomhole formation zone. For this well, the results of calculating the main parameters of the hydrochloric acid treatment are given. A feasibility study for the hydrochloric acid treatment of the bottomhole zone has been completed. Based on the assessment made, it can be noted that carrying out hydrochloric acid treatment will bring additional income.

**Keywords:** hydrochloric acid treatment of the well; review of existing methods of oil production intensification; methods of treatment of the bottomhole zone of the well; technology of carrying out the standard hydrochloric acid treatment; equipment used in the hydrochloric acid treatment; method for calculating hydrochloric acid treatment; calculation of hydrochloric acid treatment parameters.

**Обзор существующих методов интенсификации добычи нефти**

**Методы обработки призабойной зоны скважины**

**Д**ополнительный приток нефти в скважины, а, следовательно, и дополнительный дебит обеспечивает применение методов увеличения проницаемости призабойной зоны пласта. На окончательной стадии бурения скважины глинистый раствор может проникать в поры и капилляры призабойной зоны пласта, снижая её проницаемость. Снижение проницаемости этой зоны, загрязнение её возможно и в процессе эксплуатации скважины.

Проницаемость призабойной зоны продуктивного пласта увеличивают за счёт применения различных методов:

- химических (кислотные обработки);
- механических (гидравлический разрыв пласта и с помощью импульсно-ударного воздействия и взрывов);
- тепловых (паротепловая обработка, электропрогрев) и их комбинированием.

Кислотная обработка скважин связана с подачей на забой скважины под определённым давлением растворов кислот. Растворы кислот под давлением проникают в имеющиеся в пласте мелкие поры и трещины и расширяют их.

Одновременно с этим образуются новые каналы, по которым нефть может проникать к забою скважины. Для кислотной обработки применяют в основном водные растворы соляной и плавиковой (фтористоводородной) кислоты. Концентрация кислоты в растворе обычно принимается равной 10–15 %, что связано с опасностью коррозионного разрушения труб и оборудования.

Однако в связи с широким использованием высокоэффективных ингибиторов коррозии и снижением опасности коррозии концентрацию кислоты в растворе увеличивают до 25–28 %, что позволяет повысить эффективность кислотной обработки. Длительность кислотной обработки скважин зависит от многих факторов – температуры на забое скважины, генезиса пород продуктивного пласта, их химического состава, концентрации раствора, давления закачки.

Технологический процесс кислотной обработки скважин включает операции заполнения скважины кислотным раствором и продавливания кислотного раствора в пласт при герметизации устья скважин закрытием задвижки.

После окончания процесса продавливания скважину оставляют на некоторое время под давлением для реагирования кислоты с породами продуктивного пласта. Длительность кислотной обработки после продавливания составляет 12–16 часов на месторождениях с температурой на забое не более 40 °С и 2–3 часа при забойных температурах 100–150 °С.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) заключается в образовании и расширении в пласте трещин при создании высоких давлений на забое жидкостью, закачиваемой в скважину. В образовавшиеся трещины нагнетают песок, чтобы после снятия давления трещина не сомкнулась.

Трещины, образовавшиеся в пласте, являются проводниками нефти и газа, связывающими скважину с удалёнными от забоя продуктивными зонами пласта. Протяжённость трещин может достигать нескольких десятков метров, ширина их 1–4 мм. После гидроразрыва пласта производительность скважины часто увеличивается в несколько раз.

Операция ГРП состоит из следующих этапов: закачки жидкости разрыва для образования трещин; закачки жидкости-песконосителя; закачки жидкости для продавливания песка в трещины.

Гидропескоструйная перфорация скважин – применяется для создания каналов, соединяющих ствол скважины с пластом при кислотной обработке скважины и других методах воздействия.

Метод основан на использовании кинетической энергии и абразивных свойств струи жидкости с песком, истекающей с большой скоростью из насадок перфоратора и направленной на стенку скважины.

За короткое время струя жидкости с песком образует отверстие или прорезь в обсадной колонне и канал или щель в цементном камне и породе пласта. Жидкость с песком направляется к насадкам перфоратора по колонне насосно-компрессорных труб с помощью насосов, установленных у скважины.

Виброобработка забоев скважин заключается в том, что на забое скважины с помощью вибратора формируются волновые возмущения среды в виде частых гидравлических импульсов или резких колебаний давления различной частоты и амплитуды. При этом повышается проводимость пластовых систем вследствие образования новых и расширения старых трещин и очистки призабойной зоны.

Торпедирование скважин состоит в том, что заряженную взрывчатым веществом торпеду спускают в скважину и взрывают против продуктивного пласта. При взрыве образуется каверна, в результате чего увеличиваются диаметр скважины и сеть трещин.

Тепловое воздействие на призабойную зону используют в том случае, если добываемая нефть содержит смолу или парафин. Существует несколько видов теплового воздействия: электротепловая обработка; закачка в скважину горячих жидкостей; паротепловая обработка.

Термокислотную обработку скважин применяют на месторождениях нефти с большим содержанием парафина. В этом случае перед кислотной обработкой скважину промывают горячей нефтью или призабойную зону пласта прогревают каким-либо нагревателем для расплавления осадков парафинистых отложений. Сразу после этого проводят кислотную обработку.

При воздействии на карбонатные породы наибольшее распространение получила соляная кислота.

Продуктивные пласты Северо-Хоседаюского нефтяного месторождения сложены именно карбонатными коллекторами, следовательно, можно предположить, что различные виды обработок скважин с применением соляной кислоты будут наиболее эффективны в условиях данного месторождения.

**Солянокислотная обработка.** Применяемые в настоящее время методы солянокислотных обработок (СКО) можно условно разделить на кислотную ванну, стандартную обработку, многообъемную, поинтервальную и направленную кислотные обработки.

В неоднородных по проницаемости коллекторах успешно проводятся нефтекислотные и эмульсионно-кислотные обработки, которые позволяют увеличивать охват пласта воздействием. Находят применение обработки с чередующейся закачкой кислоты и полимерного состава. Следует иметь в виду, что по природе смачивания кислота является гидрофильной, поэтому при обработке ПЗП она будет преимущественно попадать в интервалы с повышенной водонасыщенностью. Технологию кислотного воздействия необходимо выбирать, исходя из конкретных геолого-физических условий и состояния разработки месторождения. Главным условием является определение структуры порового пространства и степени обводнённости скважин.

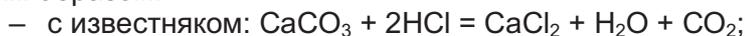
Для малодебитного низкообводнённого фонда скважин в коллекторах порового и кавернозно-порового типов рекомендуется использовать кислотный состав с замедленным действием на горную породу и нефтеотмывающей способностью. Это обеспечит максимально глубокое проникновение кислоты в пласт.

Для низко- и среднедебитного фонда скважин со средней степенью обводнения в коллекторах порового и порово-трещиноватого типов рекомендуется осуществлять последовательную закачку многоатомных спиртов, кислотного состава и ароматического растворителя, что обеспечит вызов притока нефти из нефтенасыщенных интервалов.

Для высокообводнённого фонда скважин в коллекторах трещиновато-порового и трещиноватого типов рекомендуется последовательная закачка гидрофобной эмульсии для изоляции обводнённых интервалов, затем кислотного состава с замедленным реагированием для селективной обработки низкопроницаемых нефтенасыщенных интервалов и далее ароматического углеводородного растворителя.

Обычная СКО – это обработка ПЗС, основанная на способности соляной кислоты растворять карбонатные породы.

Химическая реакция соляной кислоты с карбонатными породами выглядит следующим образом:



Хлористый кальций  $\text{CaCl}_2$  и хлористый магний  $\text{MgCl}_2$ , полученные как продукты реакции, хорошо растворяются в воде и удаляются из призабойной зоны вместе с добываемой жидкостью. В результате реакции в пласте образуются новые пустоты и каналы.

При солянокислотной обработке обычно применяют раствор 8–15 %-ной концентрации. Кислоты большой концентрации не применяются из-за сильной коррозии и

растворения гипса и впоследствии закупоривании пласта. Использование раствора слабой концентрации требует приготовления раствора большого объёма. Геологические условия приведены ниже.

Концентрация кислоты при СКО:

- 8–10 % – песчаник с карбонатным цементом;
- 10–12 % – карбонатная порода высокой проницаемости с низким пластовым давлением;
- 12–15 % – карбонатная порода низкой проницаемости с высоким пластовым давлением.

Начинается реакция со стенки скважины, но особенно эффективна в порах. При этом диаметр скважины не увеличивается, а увеличиваются только поровые каналы, приобретая форму узких и длинных каверн.

Назначение обычной СКО заключается в закачке в пласт кислоты по возможности на большое расстояние от скважины с целью увеличения размеров микротрещин и каналов, что увеличивает проницаемость ПЗП и приёмистость скважины. Расстояние проникновения кислоты в пласт зависит от скорости реакции, а скорость реакции зависит от химического состава породы, от температуры, давления и концентрации кислоты, удельного объёма кислотного раствора.

Время нейтрализации кислоты (кислотного раствора) характеризует скорость реакции при взаимодействии с породой и зависит от температуры: в зависимости от химического состава карбонатной породы скорость реакции возрастает в 1,5–8 раз при увеличении температуры от 20 до 60 °С. При этом увеличение концентрации кислотного раствора от 5 до 15 % не оказывает практического влияния на скорость реакции даже при температуре 60 °С.

При обработке ПЗП применяют обычно кислоту с концентрацией 8–15 % в зависимости от химического состава породы.

При низких концентрациях кислоты глубина его проникновения в пласт увеличивается, но при этом увеличиваются необходимые объёмы кислотного раствора.

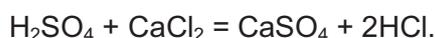
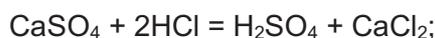
Из-за образования большого количества продуктов реакции процесс освоения скважины после СКО значительно осложняется.

При использовании растворов HCl высокой концентрации происходит образование насыщенных растворов CaCl<sub>2</sub> и MgCl<sub>2</sub> с повышенной вязкостью, трудно извлекаемые из пласта при освоении. Помимо этого, сильно возрастает коррозия труб и оборудования. Но при этом 15 %-ные кислотные растворы HCl лучше растворяют ангидрит и гипс с образованием твёрдого осадка, выпадающего в ПЗП и снижая её проницаемость. Увеличение давления приводит к снижению скорости реакции. Применять высококонцентрированные растворы кислоты можно при их охлаждении, например, жидким азотом, что увеличивает глубину проникновения кислоты в пласт.

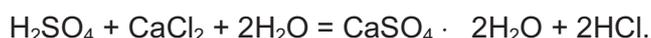
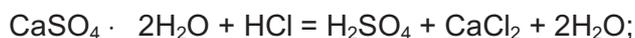
Установлено, что для нейтрализации 75 % объёма кислоты при увеличении давления с 0,1 до 0,7 МПа необходимо в 7–10 раз больше времени; при увеличении давления от 0,7 до 1 МПа время нейтрализации увеличивается в 30–35 раз, а при увеличении давления с 2 до 6 МПа скорость реакции снижается в 70 раз.

В концентрированной соляной кислоте содержится 27,5–31 % HCl. Обычно концентрированную кислоту не применяют для обычных СКО, так как она чрезвычайно активна по отношению к металлам и вызывает их интенсивную коррозию. Помимо этого, концентрированная соляная кислота растворяет в карбонатных породах гипс (CaSO<sub>4</sub> · 2H<sub>2</sub>O) и ангидрит (CaSO<sub>4</sub>) следующим образом:

1. Ангидрит:



2. Гипс:

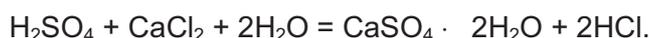


То есть гипс и ангидрит, который содержится в скелете породы, при реакции с концентрированной кислотой выпадают в осадок в порах, тем самым снижается проницаемость ПЗП вплоть до её закупорки. Оптимальной считается концентрация кислоты 6–15 %, потому что при проведении СКО нужно использовать кислотные растворы такой концентрации, при которой предотвращается интенсивная коррозия металлов и растворение из скелета породы гипса и ангидрита, но при этом чтобы раствор хорошо растворял карбонатные породы.

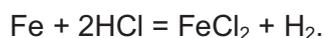
Из-за условий производства определённые примеси содержатся в концентрированной соляной кислоте, реагирующие с карбонатными породами и дающие твёрдые осадки (продукты основной реакции).

Таковыми примесями являются:

1. Серная кислота ( $H_2SO_4$ ), она взаимодействует с продуктами основной реакции и образует гипс, который выпадает в осадок:

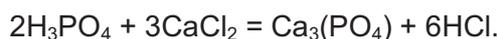
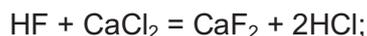


2. Хлорное железо ( $FeCl$ ):



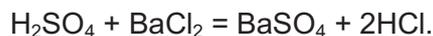
$FeCl_2$  превращается в  $FeCl_3$ , который выпадает в осадок.

3. Фосфорная кислота и фтористый водород образуют нерастворимые осадки фтористого кальция ( $CaF_2$ ) и фосфорнокислого кальция ( $Ca_3(PO_4)_2$ ) с продуктами основной реакции:



Из всего вышеизложенного следует, что для получения качественного раствора для СКО нужно использовать химические реагенты, устраняющие вредные примеси из соляной кислоты.

При приготовлении кислотного раствора происходит выделение  $H_2SO_4$ . Обычно создают концентрацию соляной кислоты до 15 %, после чего добавляют хлористый барий  $BaCl_2$  (хлористый барий плохо растворим в концентрированной кислоте):



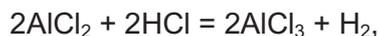
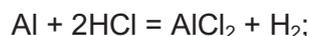
После реакции осадок  $BaSO_4$  удаляется, а кислотный раствор отстаивается.

В другом случае:

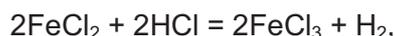
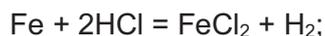


то есть призабойная зона пласта может быть закупорена ангидритом и гипсом в процессе солянокислотной обработки.

$HCl$  активно реагирует с алюминием  $Al$  и железом  $Fe$ :

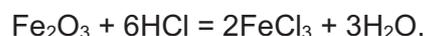
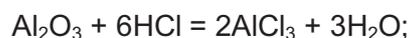


то есть  $AlCl_3$  выпадает в осадок после реакции  $HCl$ .



то есть  $FeCl_3$  после реакции  $HCl$  выпадает в осадок.

С другой стороны:

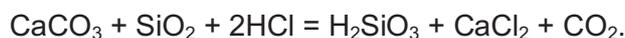


то есть объём осадка в ПЗП может быть достаточно большим при проведении солянокислотной обработки, что снижает проницаемость ПЗП. Раствор  $HCl$  должен обрабатываться специальными химреагентами по этим причинам.

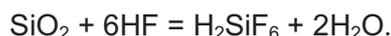
Стабилизаторы – вещества растворимые в воде, которые стабилизируют свойства кислотного раствора. Для борьбы с выпадением или удалением солей Al и Fe применяют уксусную кислоту (CH<sub>3</sub>COOH).

Соли Al и Fe создают стойкие соединения, удерживаемые в растворе, что приводит к снижению скорости реакции кислоты с породой. Концентрацию уксусной кислоты доводят до 0,8–2 % от общего объема раствора.

При содержании в породе Si при реакции с кислотой может создавать гели кремниевой кислоты (H<sub>2</sub>SiO<sub>3</sub>), снижающие проницаемость ПЗП:



Для предотвращения образования гелей H<sub>2</sub>SiO<sub>3</sub> применяют HF (фтористоводородная кислота). Она способна полностью растворить Si:



H<sub>2</sub>SiF<sub>6</sub> остаётся в растворённом виде, не образуя осадка. HF добавляют в кислотный раствор 1-2 % от общего объёма.

Ингибиторы – вещества, растворимые в воде, которые понижают коррозионную активность HCl.

В качестве ингибиторов используют:

– формалин (до 1 %) – в 7–8 раз снижает коррозионную активность. Формалин – это 40 %-ный раствор в воде формальдегида (CH<sub>2</sub>O). Формалин на скорость реакции не влияет;

– уникод ПБ-5 (концентрация 0,05–0,1 %) – в 10–15 раз снижает коррозионную активность. Растворяется только в растворе соляной кислоты и не растворим в воде;

– реагент И-1-А (концентрация до 0,4 %) в смеси с уротропином (концентрация до 0,8 %) применяется при большом пластовом давлении и высокой пластовой температуре. При температуре 87 °С и давлении 38 МПа в 90 раз уменьшает коррозионную активность;

– УФЭ<sub>8</sub> – ингибирующее действие ниже, чем у уникода ПБ, но выше, чем у формалина;

– ДС (до 0,5 %) – до 3 раз снижает скорость коррозии (на основе натрия или серы).

Помимо этого, катапин-А используют в качестве ингибиторов, а также реагент «Север-1» и карбозолин-О, и реагент В-2.

Интенсификаторы – это вещества, которые обеспечивают устранение продуктов реакции из ПЗП (ПАВы). ПАВы уменьшают межфазное натяжение и способствуют отмыву нефти и выносу воды с поверхности ГП. Спирты, МЛ-72, сульфокислоты, ОП-10, реагент 4411, марвелан К(О), тержитол, катапин-А также используются в качестве интенсификаторов.

Порядок приготовления солянокислотного раствора: вода + ингибиторы + стабилизаторы + концентрированная соляная кислота + хлористый барий + интенсификаторы. Раствор приготавливается и в течение 2–3 часов отстаивается, фильтруется, после его можно использовать. Приготовление раствора HCl производится на специальной кислотной базе.

**Технология проведения стандартной СКО.** Солянокислотная обработка заключается в последовательном выполнении следующих операций:

1. Обратная, прямая или комбинированная промывка скважины. Производится при открытых задвижках в затрубном пространстве и на устье. Жидкость промывки и жидкость, заполняющая скважину, поступают в ёмкость на поверхности. Скважина в процессе этой операции очищается от отложений смол, от грязи, асфальтенов и парафинов, которые могут отлагаться в перфорационных каналах, в ПЗП и на стенках скважины.

При этом жидкостью промывки обычно являются дизельное топливо, керосин, конденсат, пропан-бутановая фракция и другие растворители. После промывки скважина заполняется нефтью.

В том случае если забой скважины расположен в зоне ВНК и есть вероятность, что после солянокислотной обработки вода может подняться, не обрабатывают нижнюю часть продуктивного пласта. В таком случае нижняя часть скважины после промывки на расчётную величину толщины продуктивного пласта заполняется жидкостью – бланкетом. Раствор хлористого кальция используют обычно в качестве бланкета.

Бланкет транспортируется на забой нефтью после расчёта времени, за которое расчётный объём фильтруется до положенной глубины.

2. Закачивают рассчитанный объём раствора HCl в скважину. От толщины обрабатываемого пласта, желаемой (рациональной) глубины обрабатываемой зоны и свойств призабойной зоны зависит объём кислотного раствора.

Обычно радиус обработки ПЗП при первом воздействии наименьший. Для того чтобы вторая, третья и последующие обработки были эффективными, необходимо добиваться увеличения радиуса обработки по сравнению с радиусом первичной обработки.

Анализ результатов солянокислотных обработок показывает, что  $Q_{уд}$  кислотного раствора на 1 м толщины обрабатываемого пласта зависит от коллекторских свойств ПЗП:

- для коллекторов низкой проницаемости и небольшой пористости  $Q_{уд}$  15 %-ного раствора HCl в среднем 0,2–0,6 м<sup>3</sup>/м;
- для коллекторов высокой проницаемости – 0,2–0,9 м<sup>3</sup>/м;
- для трещинных коллекторов – 0,3–0,9 м<sup>3</sup>/м.

При закачке раствора HCl в скважину задвижка на затрубном пространстве открыта в течение времени достижения им обрабатываемого пласта, после чего она закрывается.

3. Продавливают раствор HCl в ПЗП, продолжая агрегатом закачку необходимого объёма кислотного раствора в скважину. После чего кислоту продавливают водой или нефтью до его полного поглощения пластом.

После продавки кислоты в пласт закрывают устьевую задвижку скважины. Скважина закрыта.

4. Нейтрализация раствора HCl за счёт реагирования его с горной породой. Время реакции зависит от температуры и давления и изменяется от 1 до 24 часов.

5. После нейтрализации кислоты производят вызов притока и освоение, после чего – исследование скважины.

Проанализировав результаты исследования скважины до обработки и после, можно судить о технологическом эффекте.

**Оборудование, применяемое при проведении СКО.** Кислотные растворы готовятся, как правило, на специально оборудованных кислотных базах. Для транспортирования нужного количества кислотного раствора на скважины используются автоцистерны различного объёма. Ёмкости гуммируются или покрываются химически стойкими эмалями для защиты от воздействия кислоты (или растворов кислоты). Также цистерны оборудуются специальными змеевиками-нагревателями для поддержания температуры кислотного раствора при работе при низких температурах.

Кислотные растворы закачиваются в скважину специальными насосными агрегатами. Чаще всего на промыслах применяется насосный агрегат «Азинмаш-30А».

Данный аппарат состоит из гуммированной резиной цистерны, насоса высокого давления с приводом от коробки отбора мощности автомобиля. Как правило, насосный блок имеет пять скоростей, и регулировать подачу насоса можно в широких пределах от единиц до десятков л/мин. благодаря сменным плунжерам. Создаваемое насосом давление также меняется от единиц до десятков МПа.

Также для кислотных обработок используется цементировочный агрегат ЦА-320М, выступая в роли подпорного насоса для основного аппарата. Данный агрегат подаёт технологические жидкости на приём основного насоса. Агрегат ЦА-320М оборудован ротационным насосом низкого давления и емкостями, что даёт возможность перекачивать растворы из одних ёмкостей в другие, позволяет смешивать кислотный раствор с различными добавляемыми в него на скважине реагентами.

Помимо агрегата ЦА-320М, при кислотных обработках при необходимости применяется и агрегат для гидравлического разрыва пласта, например, 4АН-700. Для обвязки насосных установок между собой и с устьем скважины используются блоки манифольдов 1БМ-700 и 1БМ-700С, а также арматура устья 2АУ-700СУ.

Одним из важнейших технических элементов при проведении СКО является специальная устьевая головка высокого давления на быстротъемных соединениях, которая должна быть обязательно оборудована обратным клапаном и задвижкой, рассчитанной на высокие давления.

В зависимости от технологических параметров СКО одновременно могут использоваться несколько однотипных агрегатов, обвязываемых в единую систему. Очевидно, что при проведении СКО необходимо строго соблюдать правила защиты окружающей среды и обеспечения безопасности жизнедеятельности. Также на практике часто применяются другие виды солянокислотных обработок, отличающиеся от обычной способом реализации технологии.

### Методика расчёта солянокислотной обработки

Расчёт солянокислотной обработки сводится к определению потребных объёмов кислотного раствора, химических реагентов, товарной кислоты и технологических параметров процесса обработки. Одним из важных параметров является объём кислотного раствора.

Необходимый объём раствора определяют по формуле:

$$W_p = l \cdot h \quad (1)$$

Для определения объёма товарной кислоты обычно используют таблицы и пересчётные коэффициенты. Методику расчёта можно упростить, учитывая, что плотность кислоты обусловлена её концентрацией.

При известной объёмной доле кислоты её объём  $W_k$  можно определить по формуле:

$$W_k = \frac{W_p \cdot x_p \cdot (5,09 \cdot x_p + 999)}{x_k \cdot (5,09 \cdot x_k + 999)}, \quad (2)$$

где  $x_k$  и  $x_p$  – объёмные доли товарной кислоты и кислотного раствора соответственно.

В качестве замедлителя реакции и стабилизатора окисных соединений железа используем уксусную кислоту, объём которой определим по формуле:

$$W_{ук} = \frac{b_{ук} \cdot W_p}{c_{ук}}, \quad (3)$$

где  $b_{ук}$  – норма добавки 100 %-ной уксусной кислоты ( $b_{ук} = 3 \%$ );  
 $c_{ук}$  – объёмная доля товарной уксусной кислоты, равная 80 %.

В качестве ингибитора коррозии выбран реагент В-2, объём которого можно рассчитать по формуле:

$$W_{инг} = \frac{b_{инг} \cdot W_p}{c_{инг}}, \quad (4)$$

где  $b_{инг}$  – выбранная объёмная доля реагента в растворе;  $c_{инг}$  – объёмная доля товарного ингибитора.

Количество интенсификатора (принимаем Марвелан – К (О)):

$$W_{инт} = \frac{b_{инт} \cdot W_p}{100}, \quad (5)$$

где  $b_{инт}$  – норма добавки 100 % интенсификатора ( $b_{инт} = 0,3 \%$ ).

При использовании технической соляной кислоты в ней может содержаться до 0,4 % серной кислоты. Её нейтрализуют добавкой хлористого бария, количество которого определяют по формуле:

$$G_{\text{хб}} = 21,3 \cdot W_p \cdot \left( a \cdot \frac{x_p}{x_k} - 0,02 \right), \quad (6)$$

где 21,3 – масса хлористого бария (кг), необходимые для нейтрализации 10 кг серной кислоты;

$\frac{x_p}{x_k}$  – объёмная доля серной кислоты в приготовленном растворе;

$a$  – объёмная доля серной кислоты в товарной соляной кислоте, %;

0,02 – допустимая объёмная доля серной кислоты в растворе, когда после реакции её с карбонатными породами соли не выпадают в осадок, %.

При плотности хлористого бария 4000 кг/м<sup>3</sup> объём его с учётом формулы (6) определяют по формуле:

$$W_{\text{хб}} = \frac{G_{\text{хб}}}{\rho_{\text{хб}}}. \quad (7)$$

Объём воды для приготовления кислотного раствора рассчитывается по формуле:

$$W_B = W_p - W_k - \sum W_{\text{pear}}. \quad (8)$$

Значение плотности кислотного раствора  $\rho$  можно рассчитать по формуле:

$$W_k = \frac{W_p \cdot \rho_p \cdot (\rho_p - 999)}{\rho_k \cdot (\rho_k - 999)}, \quad (9)$$

где  $\rho_k$  – плотность товарной кислоты при 15 °С ( $\rho_k = 1139$  кг/м<sup>3</sup>).

Нижний интервал продуктивного пласта изолируют закачкой бланкета – концентрированного раствора хлористого кальция. Трубы опускают до забоя и при небольшой подаче насоса «Азинмаш-30А» закачивают раствор CaCl<sub>2</sub> плотностью 1200 кг/м<sup>3</sup>.

Объём закачиваемого бланкета составляет:

$$V_{\text{бл}} = 0,785 \cdot D^2 \cdot h_{\text{бл}}, \quad (10)$$

где  $D$  – диаметр обсадной колонны, м;

$h_{\text{бл}}$  – высота столба бланкета, м.

Объём выкидной линии определяется по формуле:

$$V_B = 0,785 \cdot d_B^2 \cdot L_B, \quad (11)$$

где  $d_B$  – диаметр выкидной линии, м;  $L_B$  – длина выкидной линии, м.

Объём НКТ рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{НКТ}} = 0,785 \cdot d^2 \cdot L_{\text{НКТ}}, \quad (12)$$

где  $d$  – внутренний диаметр НКТ, м;  $L_{\text{НКТ}}$  – длина НКТ.

Объём нефти для продавки бланкета определяется как сумма объёмов выкидной линии и НКТ. После закачки бланкета трубы приподнимают, размещают и обвязывают оборудование.

Далее закачивают кислотный раствор в объёме выкидной линии, насосно-компрессорных труб и ствола скважины от башмака НКТ до кровли пласта, определяемого по формуле:

$$V_K = V_B + V_{\text{НКТ}} \cdot (L_{\text{НКТ}} - h_{\text{бл}}) + 0,785 \cdot (D^2 - d_1^2) \cdot (h - h_{\text{бл}}), \quad (13)$$

где  $d_1$  – наружный диаметр НКТ, м.

После закрывают задвижку на затрубном пространстве и насосом агрегата закачивают остальной кислотный раствор, определяемого по формуле:

$$V_K'' = W_p - V_K' \quad (14)$$

Далее для задавливания кислоты в пласт закачивают нефть в объёме выкидной линии, насосно-компрессорных труб и ствола скважины от подошвы НКТ до кровли пласта.

Затем закрывают задвижку на выкидной линии. Буферное давление падает. Продолжительность реагирования кислоты 1,5–2 часа.

Приток вызывают свабированием или с помощью компрессора, производится отработка скважины и очистка призабойной зоны от продуктов реакции.

Режим работы агрегата выбирают таким образом, чтобы давление, создаваемое насосом, было достаточно для продавки раствора в пласт при максимально возможной его подаче.

Определим необходимое давление на выкиде насоса при закачке в скважину жидкости с расходом  $q$  по формуле:

$$P_{вн} = P_{заб} - P_{ж} + P_{тр}, \quad (15)$$

где  $P_{заб}$  – максимальное забойное давление при продавке раствора;  $P_{ж}$  – гидростатическое давление столба продавочной жидкости (нефти);  $P_{тр}$  – потери давления на трение.

Забойное давление при продавке раствора рассчитывается по формуле:

$$P_{заб} = P_{пл} + q \cdot 10^{-3} \cdot \frac{86400}{K}, \quad (16)$$

где  $P_{пл}$  – пластовое давление, МПа;  
 $q$  – объёмный расход, л/мин.;  
 $K$  – коэффициент приёмистости скважины, м<sup>3</sup>/(сут. · МПа).

Гидростатическое давление столба продавочной жидкости определяется по формуле:

$$P_{ж} = \rho \cdot g \cdot (L - h_{бл}), \quad (17)$$

где  $\rho$  – плотность продавочной жидкости, кг/м<sup>3</sup>;  
 $g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;  
 $L$  – длина НКТ, м;  $h_{бл}$  – высота blankets, м.

Потери давления на трение рассчитывается по формуле:

$$P_{тр} = \frac{\lambda \cdot v^2 \cdot \rho \cdot L}{2 \cdot d}, \quad (18)$$

где  $v$  – скорость движения жидкости по трубам, м/с:

$$v = \frac{q \cdot 10^{-3}}{0,785 \cdot d^2}; \quad (19)$$

$\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления:

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}; \quad (20)$$

$Re$  – число Рейнольдса:

$$Re = \frac{v \cdot d \cdot \rho}{\mu}, \quad (21)$$

где  $\mu$  – динамическая вязкость продавочной жидкости, Па · с.

Оценка эффекта кислотной обработки сводится к решению уравнения Дюпюи до и после воздействия:

$$q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (p_k - p_{заб})}{\mu \cdot \left( \ln \left( \frac{R_k}{r_{скв}} \right) + S_0 + \Delta S \right)}, \quad (22)$$

где  $k$  – проницаемость пласта,  $m^2$ ;  $h$  – толщина пласта,  $m$ ;  $p_k$  – давление на контуре питания зоны дренирования,  $Па$ ;  $p_{заб}$  – забойное давление,  $Па$ ;  $\mu$  – динамическая вязкость жидкости,  $Па \cdot c$ ;  $R_k$  – радиус зоны дренирования,  $m$ ;  $r_{скв}$  – радиус скважины,  $m$ ;  $S_0$  – скин-эффект до СКО;  $\Delta S$  – изменение скин-эффекта в результате СКО.

### Расчёт параметров СКО на скважине № 1600

#### Северо-Хоседаюского нефтяного месторождения

На скважине № 1600 было решено провести СКО, так как по данной скважине наблюдается низкая продуктивность, при этом обводнённость добываемой продукции не превышает 2 % при дебите по нефти 14 тонн/сут.

По вышеприведённой методике были рассчитаны параметры солянокислотной обработки призабойной зоны пласта.

Расчёт реализован в MS Excel. Исходные данные для расчёта представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные данные для расчёта

Параметры	Значение
Глубина скважины, м	2442
Диаметр по долоту, м	0,22
Вскрытая толщина карбонатного коллектора, м	35
Пластовое давление, МПа	14,7
Пластовая температура, °С	65
Коэффициент абсолютной проницаемости, $мкм^2$	0,092
Коэффициент продуктивности, $м^3/(сут. \cdot МПа)$	20
Внутренний диаметр НКТ, м	0,062
Плотность кислоты при 25 °С, $кг/м^3$	1134
Количество соляной кислоты на 1 м толщины пласта, $м^3$	0
Объёмная доля товарной кислоты, %	1
Процентность раствора соляной кислоты, %	27,5
Норма добавки уксусной кислоты, %	15
Объёмная доля товарной уксусной кислоты, %	3
Объёмная доля реагента в растворе, %	80
Норма добавки интенсификатора, %	0,2
Плотность хлористого бария, $кг/м^3$	0,3
Концентрация серной кислоты, %	4000
Теоретическая подача насоса, л/с	0,4
Плотность продавочной жидкости, $кг/м^3$	6,85
Вязкость продавочной жидкости, $Па \cdot c$	869
Длина выкидной линии, м	0,00243
Внутренний диаметр выкидной линии, м	20
Наружный диаметр НКТ, м	0,05

В таблице 2 представлены объёмы компонентов кислотного раствора и параметры закачки раствора в скважину, рассчитанные по методике.

Таблица 2 – Объем компонентов кислотного раствора и параметры закачки

Параметры	Значение
Необходимый объем кислотного раствора, м <sup>3</sup>	35
Объем товарной соляной кислоты, м <sup>3</sup>	18,02
Объем уксусной кислоты, м <sup>3</sup>	1,31
Объем ингибитора коррозии, м <sup>3</sup>	0,07
Количество интенсификатора, м <sup>3</sup>	0,11
Объем хлористого бария, м <sup>3</sup>	0,04
Объем воды для приготовления кислотного раствора, м <sup>3</sup>	15,45
Максимальное забойное давление при продавке раствора, МПа	44,29
Гидростатическое давление столба жидкости, МПа	24,64
Давление на выкиде насоса, МПа	21,86
Объем выкидной линии, м <sup>3</sup>	0,04
Объем 1 м НКТ, м <sup>3</sup>	0,003
Объем нефти, м <sup>3</sup>	9,94
Продолжительность нагнетания, ч	1,82
Скорость движения жидкости по трубам, м/с	2,27
Число Рейнольдса	50331,83
Коэффициент гидравлического трения	0,02
Потери давления на трение, МПа	2,20

После проведенного мероприятия дебит скважины по нефти составил 20 тонн/сут. с обводненностью добываемой продукции 5 %.

**Технико-экономическая эффективность проекта.** Выполним технико-экономическую оценку солянокислотной обработки, проведенной на скважине № 1600 Северо-Хоседаюского нефтяного месторождения, в качестве критериев которой выступает наиболее полное извлечение углеводородов и максимальная экономическая прибыль от мероприятия.

Оценка экономической эффективности проекта выражается в расчёте прибыли от дополнительной добычи нефти. Дебит до проведения СКО на скважине примем равным 14 тонн/сут., дебит после мероприятия – 20 тонн/сут.

В качестве дополнительной добычи нефти примем суммарную добычу нефти за 3 месяца при условии сохранения среднесуточного дебита. Исходные данные для оценки представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Исходные данные

Наименование	Значение
Дополнительная добыча нефти, тонн	540
Цена реализации нефти, руб./т	12500
Дополнительный доход, млн руб.	6,75

Согласно представленной таблице дополнительная выручка от продажи нефти, полученной в результате проведенной СКО, составит 6,75 млн руб. На основании полученных данных и с учётом сделанных допущений можно сделать вывод о том, что проведение СКО позволит принести дополнительный доход.

### Литература

1. 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.
2. 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.
3. 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.
4. Пластоиспытательное оборудование для гидродинамических исследований пластов нефтяных и газовых скважин / П.С. Варламов [и др.]. – Уфа : Уфимский полиграфкомбинат, 2004. – 620 с.

5. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
6. Геоинформатика нефтегазовых скважин / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
7. Савенок О.В., Лаврентьев А.В., Березовский Д.А. Проектирование кислотной обработки пласта. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2014. – 86 с.
8. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
9. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
10. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография / О.В. Савенок [и др.]. – М. ; Вологда: Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
11. Савенок О.В. Проектирование разработки нефтяных месторождений: учебное пособие. – Ухта : Издательство Ухтинского государственного технического университета, 2021.
12. 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.
13. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В. Анализ проведения солянокислотной обработки скважин на Средне-Макарихинском месторождении // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 30–38.
14. Березовский Д.А., Кусов Г.В. Определение расчётных показателей процесса солянокислотной обработки в скважине № 23 Южно-Шапкинское месторождения // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2 в 2 ч. – Ч. 1. – С. 76–87.
15. Гула Е.В., Черницкий А.В. Методика интерпретации скважинных имиджей на примере карбонатных отложений Северо-Хоседаюского месторождения // Сборник научных трудов «Исследование технологий повышения эффективности разработки нефтяных месторождений» / Под редакцией А.В. Фомкина, С.А. Жданова. – М., 2018. – С. 113–130.
16. Дроздов А.А., Савенок О.В. Анализ результатов солянокислотных обработок призабойной зоны пласта на добывающих скважинах Салюкинского месторождения // Сборник тезисов 75-ой Международной молодёжной научной конференции «Нефть и газ – 2021» (26–30 апреля 2021 года, г. Москва). – М. : РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2021.
17. 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. – Ч. 1. – С. 210–215.
18. Нешков А.И., Савенок О.В. Анализ текущего состояния разработки Северо-Хоседаюского месторождения // Материалы Международной научно-практической конференции «Научный потенциал вуза – производству и образованию», посвящённой 75-летию Победы советского народа в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг. (4–5 декабря 2020 года, г. Армавир).
19. Радзиевский Г.А., Савенок О.В. Анализ результатов проведения очистки призабойной зоны солянокислотным раствором на добывающих скважинах Хасырейского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2021. – № 1. – С. 292–305.
20. Савенок О.В., Кусова Л.Г. Нефтеотдача пласта и пути её увеличения // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования, 2018. – № 03 (6). – С. 97–120. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2018/03/31.PDF>
21. Использование фильтрационной модели карбонатного коллектора для повышения показателей разработки Северо-Хоседаюского нефтяного месторождения / Г.В. Сансиев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 8. – С. 27–29.
22. Свалов А.М., Григулецкий В.Г. Патент РФ № 2579039. Способ разработки низкопроницаемых нефтегазовых пластов. Дата подачи заявки: 24.04.2015. Дата публикации патента: 27.03.2016. Патентообладатели: Свалов А.М., Григулецкий В.Г.

## References

1. Bulatov A.I., Savenok O.V. The practical course of the discipline «Oil and gas well completion» in 4 volumes: a training manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – Vol. 1–4.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repair of oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiyчук R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.

4. Plast-testing equipment for hydrodynamic research of oil and gas wells / P.S. Varlamov [et al.]. – Ufa : Ufa Printing Works, 2004. – 620 p.
5. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of oil and gas fields development. – M. : infra-engineering, 2020. – 244 p.
6. Geoinformatics of oil and gas wells / V.V. Popov [et al.]. – Novocherkassk : Publishing house «Lik», 2018. – 292 p.
7. Savenok O.V., Lavrent'ev A.V., Berezovsky D.A. Designing acid treatment of reservoirs. – Krasnodar : LLC «Publishing House – Yug», 2014. – 86 p.
8. Savenok O.V., Kachmar Y.D., Yaremichuk R.S. Oil and gas engineering in well development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
9. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : Izd. FGBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.
10. Environmental aspects in the construction of oil and gas wells: a monograph / O.V. Savenok [et al.]. – M. ; Vologda: Infra-Engineering, 2021. – 652 p.
11. Savenok O.V. Designing the development of oil fields: a training manual. – Ukhta : Publishing House of Ukhta State Technical University, 2021.
12. Berezovsky D.A., Yakovlev A.L., Kusov G.V. Technique and technology of acid hydraulic fracturing // Proceedings of the Scientific Information Center «Znanie» on the materials of the XXI International correspondence scientific and practical conference «Development of Science in the XXI Century». (January 16, 2017, Kharkov). – X. : scientific-information center «Znanie», 2017. – Part 2. – P. 25–40.
13. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V. Analysis of hydrochloric acid treatment of wells in the Sredne-Makarikhinskoye field // Bulatov readings. – 2017. – Vol. 2. – P. 30–38.
14. Berezovsky D.A., Kusov G.V. Determination of design indicators of hydrochloric acid treatment process in well No. 23 of Yuzhno-Shapkinskoye field // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 2 in 2 part. – Part. 1. – P. 76–87.
15. Gula E.V., Chernitsky A.V. Methodology of interpretation of downhole imaging by the example of carbonate deposits of the North Khosedayuskoye field // Collection of scientific papers «Research technologies to improve the efficiency of oil field development» / Edited by A.V. Fomkin, S.A. Zhdanov. – M., 2018. – P. 113–130.
16. Drozdov A.A., Savenok O.V. Analysis of the results of hydrochloric acid treatments of bottom-hole formation zone in the producing wells of Salyukinskoye field // Collection of abstracts of the 75th International Youth Scientific Conference «Oil and Gas – 2021» (26–30 April 2021, Moscow). – M. : Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2021.
17. Kyazimov F.K. ogli, Rzayeva S.D. kyzy, Tulesheva G.D. Experimental studies of acid impact on heterogeneous formations // Bulatov readings. – 2018. – Vol. 2 in 2 part. – Part 1. – P. 210–215.
18. Neshkov A.I., Savenok O.V. Analysis of the current state of development of the North-Khosedayuskoye field // Materials of the International Scientific-Practical Conference «Scientific Potential of Higher Education – Production and Education» dedicated to the 75th anniversary of the victory of the Soviet people in the Great Patriotic War of 1941–1945. (December 4–5, 2020, Armavir).
19. Radzievsky G.A., Savenok O.V. Analysis of the results of cleaning of bottomhole zone by hydrochloric acid solution in the producing wells of Khasyreyskoye field // Science. Tekhnologii (Polytechnicheskiy Vestnik). – 2021. – № 1. – P. 292–305.
20. Savenok O.V., Kusova L.G. Oil recovery and ways to increase it // Bulletin of Student Science Department of Information Systems and Programming, 2018. – № 03 (6). – P. 97–120. – URL : <http://vs.n.esrae.ru/pdf/2018/03/31.PDF>
21. Using the filtration model of carbonate reservoir to improve the development indicators of the North Khosedayuskoye oil field / G.V. Sansiev [et al.] // Oil Economy. – 2013. – № 8. – P. 27–29.
22. Svalov A.M., Griguletsky V.G. Patent of the Russian Federation № 2579039. Method of development of low-permeability oil and gas reservoirs. Date of application: April 24, 2015. Date of publication of the patent: March 27, 2016. Patent holders: Svalov A.M., Griguletsky V.G.