



УДК 622.276.63

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЁТНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОЦЕССА СОЛЯНОКИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ В СКВАЖИНЕ № 23 ЮЖНО-ШАПКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

### DETERMINATION OF THE CALCULATING INDICATORS OF THE PROCESS BY HYDROCHLORIC ACID IN WELL № 23 OF THE YUZHNO-SHAPKINSKOYE FIELD

**Березовский Денис Александрович**

заместитель начальника цеха,  
филиал ООО «Газпром добыча Краснодар»,  
Каневское газопромысловое управление  
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

**Кусов Геннадий Владимирович**

аспирант,  
Северо-Кавказский федеральный университет  
de\_france@mail.ru

**Аннотация.** Кислотные обработки скважин, составляющие основу химических методов, нашли наиболее широкое применение вследствие своей сравнительной простоты, дешевизны, доступности реагентов и часто встречающихся благоприятных условий для их проведения. На Южно-Шапкинском месторождении этот метод воздействия на призабойную зону пласта является основным, так как продуктивные отложения представлены карбонатными породами. В статье проектируется кислотная обработка призабойной зоны пласта в скважине № 23 Южно-Шапкинско-го месторождения. Проведено определение расчётных показателей процесса солянокислотной обработки в выбранной скважине.

**Ключевые слова:** технология и техника проведения солянокислотной обработки; назначение солянокислотной обработки; состав рабочего кислотного раствора; технология приготовления рабочего кислотного раствора; виды солянокислотных обработок; порядок приготовления кислотного раствора; определение расчётных показателей при обработке скважины.

**Berezovskiy Denis Aleksandrovich**

Deputy Chief of Department,  
branch LLC «Gazprom mining Krasnodar»,  
Kanevskoe gas field management  
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

**Kusov Gennady Vladimirovich**

Graduate student,  
North-Caucasian Federal University  
de\_france@mail.ru

**Annotation.** Acid well treatments, which form the basis of chemical methods, have found the widest application due to their comparative simplicity, cheapness, availability of reagents and often encountered favorable conditions for their conduct. At the Yuzhno-Shapkinskoye field, this method of influencing the bottomhole formation zone is the main one, since the productive deposits are represented by carbonate rocks. The article describes the acid treatment of the bottomhole formation zone in the well № 23 of the Yuzhno-Shapkinskoye field. The calculation parameters of the process of hydrochloric acid treatment in the selected well were determined.

**Keywords:** technology and technique of hydrochloric acid treatment; purpose of hydrochloric acid treatment; composition of working acid solution; technology of preparation of working acid solution; types of hydrochloric acid treatments; order of preparation of the acid solution; determination of calculation parameters for well treatment.

## Введение

Призабойная зона пласта (ПЗП) подвержена наиболее интенсивному воздействию различных процессов, сопровождающих строительство скважины и её последующую эксплуатацию и нарушающих первоначальное равновесное механическое и физико-химическое состояние пласта.

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

Само бурение вносит изменения в распределение внутренних напряжений в окружающей забой породе. Снижение продуктивности скважин при бурении происходит также в результате проникновения бурового раствора или его фильтрата в ПЗП. При взаимодействии фильтрата с пластовой минерализованной водой может происходить образование нерастворимых солей и выпадение их в осадок, набухание глинистого цемента и закупоривание порового пространства, образование стойких эмульсий и снижение фазовой проницаемости для нефти.

Причиной низкой продуктивности скважин может быть и некачественная перфорация вследствие применения маломощных перфораторов, особенно в глубоких скважинах, где энергия взрыва зарядов поглощается энергией больших гидростатических давлений.

Снижение проницаемости ПЗП происходит и при эксплуатации скважин, сопровождающейся нарушением термобарического равновесия в пластовой системе и выделением из нефти свободного



газа, парафина и асфальто-смолистых веществ, закупоривающих поровое пространство коллектора. Интенсивное загрязнение ПЗП отмечается и в результате проникновения в неё рабочих жидкостей при проведении в скважинах различных ремонтных работ.

Для увеличения проницаемости призабойной зоны используются различные методы воздействия на ПЗП. Применяя тот или иной метод можно добиться очистки поровых каналов и трещин от различного рода материалов, отложившихся в них (смолы, асфальтены, парафин, глина, соли и др.), а также расширения и создания новых трещин и каналов, улучшающих гидродинамическую связь пласта со скважинами.

По характеру воздействия на ПЗП все методы делятся на химические, механические, тепловые и комплексные (физико-химические). Выбор конкретного метода воздействия осуществляется на основе комплекса исследований, направленных на изучение состояния призабойной зоны пласта, состава пород и жидкостей, а также систематического обобщения и изучения геолого-промыслового материала по рассматриваемому объекту.

### **Геолого-промысловая характеристика месторождения**

Южно-Шапкинское месторождение расположено в Ненецком национальном округе Архангельской области. Ближайшим населённым пунктом является г. Нарьян-Мар – речной порт на р. Печора, расположенный в 75 км к северо-западу, г. Усинск – основная база нефтедобычи в северной части Тимано-Печорской провинции находится в 185 км к юго-востоку. Прилегающие нефтяные месторождения Пашшорское, Верхнегубешорское, Южно-Юрьяхинское находятся, соответственно, в 30, 40 и 55 км южнее, причём расположены Пашшорское месторождение частично, а остальные полностью на территории Усинского района Республики Коми.

Месторождение открыто в 1970 году поисковой скважиной № 21, заложенной в сводовой части антиклинальной складки. В скважине была выявлена непромышленная залежь лёгкой нефти в доломитах серпуховского яруса нижнего карбона, массивная залежь нефти в карбонатах среднего-верхнего карбона и газовая залежь в карбонатах артинского яруса нижней перми. Годом позже поисковой скважиной № 23 на Южно-Шапкинском куполе установлено наличие ещё двух скоплений нефти и газа в карбонатных отложениях ассельского и сакмарского ярусов нижней перми. Всего на поисково-разведочном этапе, завершившемся в 1976 году, на Южно-Шапкинском месторождении выявлено 4 промышленных скопления нефти и газа.

### **Теоретические основы, технология и техника проведения СКО**

#### **Назначение СКО**

Солянокислотная обработка (СКО) нашла наиболее широкое распространение вследствие простоты технологии, наличия благоприятных условий для её применения и высокой эффективности. Она используется для обработки карбонатных коллекторов и песчаников с карбонатным цементом, очистки призабойной зоны от загрязнений в нагнетательных скважинах, для растворения отложений солей и очистки от глины, цемента и т.д.

Солянокислотная обработка основана на способности соляной кислоты растворять карбонатные породы и карбонатный цемент песчаников и других пород, в результате чего создаются пустоты, «каналы разъедания» в призабойной зоне. При этом образуются хорошо растворимые в воде соли (хлористый кальций и магний), вода и углекислый газ (в виде газа или жидкости). Основные реакции при воздействии соответственно на известняк  $\text{CaCO}_3$  и доломит  $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$  следующие:



Продукты реакции хорошо растворимы в воде и сравнительно легко удаляются из призабойной зоны при вызове притока и освоении.

Реакция начинается со стенки скважины, но особенно эффективна в поровых каналах. Установлено, что при этом диаметр скважины не увеличивается, а расширяются только поровые каналы, приобретая форму узких и длинных каверн.

#### **Состав и технология приготовления рабочего кислотного раствора**

Для обработки ПЗС используются, как правило, кислотные растворы с концентрацией от 8 до 15 % в зависимости от вещественного состава пласта.

При низких концентрациях раствора глубина его проникновения в пласт увеличивается, но при этом возрастают потребные объёмы кислотного раствора, что в определённой степени осложняет процесс освоения скважины после СКО из-за большого количества продуктов реакции. Применение высококонцентрированных растворов  $\text{HCl}$  приводит к образованию насыщенных с повышенной вязкостью растворов  $\text{CaCl}_2$  и  $\text{MgCl}_2$ , которые трудно извлекаются из пласта при освоении. Кроме того, су-



щественно возрастает коррозия оборудования и труб. С другой стороны, кислотные растворы с концентрацией более 15 % HCl хорошо растворяют гипс и ангидрит, образуя твёрдый осадок, выпадающий в ПЗС и снижая её проницаемость. Обычно высококонцентрированные растворы HCl можно применять при охлаждении их, например, жидким азотом, что способствует увеличению глубины их проникновения в пласт.

Солянокислотный раствор в общем случае представляет собой смесь следующих реагентов и материалов:

- соляной кислоты, выпускаемой промышленностью в трёх видах – синтетическая техническая, техническая и из абгазов органических производств соответственно с концентрацией не менее 31; 27,5 и 24,5 %;

- ингибитора коррозии – вещества, снижающего коррозионное разрушение оборудования (катапин-А, катапин-К, катамин-А, марвелан-К(О), И-1-А, В-2, уротропин технический, формалин) и добавляемого в пределах от 0,05 до 0,8 % от количества кислотного раствора;

- интенсификатора ПАВ для повышения эффективности СКО в результате улучшения выноса продуктов реакции и расширения профиля воздействия (катапин-А, катамин-А, марвелан-К(О), ОП-10, ОП-7, 44-11), добавляемого в пределах от 0,1 до 0,3 % от количества кислотного раствора;

- стабилизатора для предупреждения выпадения осадков окисных соединений железа, алюминия, геля кремневой кислоты (уксусная кислота, лимонная кислота, плавиковая или фтористоводородная кислота), добавляемого в пределах от 0,8 до 2 % от количества кислотного раствора.

Перед обработкой в солянокислотный раствор для нейтрализации серной кислоты добавляют также хлористый барий. После реакции в ёмкости образуется осадок сернокислого бария.

Порядок приготовления раствора HCl: вода – ингибиторы – стабилизаторы – концентрированная соляная кислота – хлористый барий – интенсификаторы.

Раствор перемешивается, отстаивается в течение 2-3 часов, фильтруется, после чего он готов к употреблению. Приготовление кислотного раствора производится на специальной кислотной базе.

Для обработки терригенных коллекторов и увеличения активности воздействия на силикатные породы и материалы (аморфная кремнекислота, глины, аргиллиты, кварц) используют смесь 12 % процентного раствора соляной кислоты и от 3 до 5 % раствора плавиковой (HF) кислоты и называют её грязевой кислотой или глинокислотой. Обработка, соответственно, называется глинокислотной.

Рецептуру и вид кислотного раствора выбирают в зависимости от химического состава пород, типа коллектора и температуры. Так, при обработке ангидритов в солянокислотный раствор целесообразно добавлять от 6 до 10 % по массе азотнокислого калия. Сульфат и железосодержащие карбонатные коллекторы предпочтительно обрабатывать 10 или 15 % процентными растворами уксусной (CH<sub>3</sub>COOH) и сульфаминовой (NH<sub>2</sub>SO<sub>3</sub>H) кислот или солянокислотным раствором с присадками хлористого кальция или поваренной соли, а также сульфатов калия и магния. При обработке железосодержащих карбонатных коллекторов солянокислотным раствором осадкообразование предупреждается присадкой раствор уксусной или лимонной кислот в количестве соответственно от 3 до 5 % и от 2 до 3 % по массе. Повышенные температуры пластов (более 60 °С) обуславливают высокие скорости реакции кислот с породой и металлом оборудования, требуют более тщательного ингибирования кислоты и применения составов с замедленными сроками нейтрализации. Тип коллектора определяет необходимую проникающую способность кислотного раствора, от которой зависит охват воздействием по простиранию и толщине пластов, проникновение его в мелкие поры и микротрещины. Замедление скорости нейтрализации кислоты и как следствие увеличение глубины обработки пластов достигается применением кислотных эмульсий, пен, добавкой хлористого кальция, органических (уксусной и лимонной) кислот, ингибитора В-2 и др.

В трещиноватых и трещиновато-пористых коллекторах предпочтительно использовать вязкие и вязкоупругие системы – кислотные эмульсии и пены, загущенные КМЦ кислотные составы. В пористых малопроницаемых коллекторах и при загрязнении призабойной зоны минеральной взвесью предпочтительно применять кислотные растворы с повышенной фильтруемостью (проникающей способностью), к которым относят кислотный раствор, обработанный гидрофобизирующим ПАВ для добывающих скважин и гидрофилизирующими ПАВ для нагнетательных скважин, газированные кислоты (с преобладанием жидкой фазы) и кислотные аэрозоли (с преобладанием газовой фазы). В качестве газовой фазы используют азот (снижается коррозионная активность и взрывобезопасность), углекислый газ (повышается растворяющая способность смеси), воздух, углеводородный газ.

### **Виды солянокислотных обработок**

#### *Технология проведения простых СКО*

По технологии проведения СКО различают:

- 1) кислотные ванны (без закачки кислоты в пласт с целью очистки ствола скважины);
- 2) обычные (простые) СКО (с закачкой кислоты в пласт);
- 3) СКО под давлением (с интенсивной закачкой кислоты в пласт, обычно при использовании пакера);



4) поинтервальные (ступенчатые) обработки (с регулированием места входа кислоты в пласт).

Можно выделить также:

1) пенокислотные обработки (с использованием аэрированного солянокислотного раствора в виде пены при средней степени аэрации в нормальных условиях от 15 до 25);

2) газокислотные обработки (азот от АГУ 6000-500/200 или природный газ из соседних газовых скважин);

3) серийные обработки (многократные с интервалом от 5 до 10 сут.);

4) кислотоструйные обработки (через гидромониторные насадки).

Кислотные ванны применяют в скважинах с открытым забоем после бурения и при освоении. Кислотный раствор вводят методом промывки (прокачки). Применяется раствор повышенной концентрации (от 15 до 20 %). Время выдержки составляет от 16 до 24 часов.

Простые СКО – наиболее распространённый вид обработки призабойной зоны. Технология проведения обычной СКО заключается в последовательном выполнении следующих операций:

- промывка скважины;
- закачивание расчётного объёма кислотного раствора в скважину;
- задавливание расчётного объёма кислотного раствора в ПЗС в пределах обрабатываемого интервала;
- вызов притока и освоение после нейтрализации кислотного раствора;
- исследование скважины.

Промывка скважины (прямая, обратная или комбинированная) выполняется при открытых движениях на устье и затрубном пространстве. Жидкость, заполняющая скважину, и жидкость промывки поступают в ёмкость на поверхности.

В процессе этой операции скважина очищается не только от грязи, но и от отложений смол, парафинов и асфальтенов, которые могут отлагаться в ПЗС, в перфорационных каналах и на стенках скважины. При этом в качестве жидкостей промывки используются керосин, дизельное топливо, пропанобутановая фракция, конденсат и другие растворители. После промывки добывающая скважина заполняется, как правило, нефтью. В скважинах, дающих нефть с водой, при слабом водопроявлении и при нижнем положении обводнённого интервала можно ограничиться заливкой на забой бланкета концентрированного раствора хлористого кальция или тяжёлой и вязкой эмульсии типа «вода в нефти». В остальных случаях необходимо выполнение работ по изоляции притока воды, например, с применением твердеющих смол. Транспортировка бланкета на забой осуществляется нефтью после расчёта времени, в течение которого расчётный объём бланкета достигает положенной глубины.

Закачку расчётного объёма кислотного раствора в скважину ведут через НКТ во избежание повреждения эксплуатационной колонны кислотой. Объём кислотного раствора зависит от толщины обрабатываемого пласта, свойств призабойной зоны и желаемой (рациональной) глубины обрабатываемой зоны.

Объёмы кислотного раствора для простых обработок в расчёте на 1 м толщины пласта рекомендуются следующие (в м<sup>3</sup>):

для первичных обработок пористых пород:

- малопроницаемых, тонкопористых – 0,4–0,6;
- высокопроницаемых – 0,6–1,0;

для вторичных обработок пористых пород:

- малопроницаемых, тонкопористых – 0,6–1,0;
- высокопроницаемых – 1,0–1,5;

для первичных обработок трещиноватых пород – 0,6–0,8;

для вторичных обработок трещиноватых пород – 1,0–1,5.

Для последующих обработок общая растворяющая способность всего раствора должна увеличиваться как за счёт наращивания объёма, так и за счёт повышения концентрации кислоты, если не требуется коренное изменение технологии обработок, например, перехода на другие их виды.

За основную концентрацию рабочего кислотного раствора следует принимать 15 % HCl, а за максимальную 20 % HCl.

Продавочной жидкостью при таких обработках скважин обычно служит нефть того же месторождения. При обработках газовых скважин лучше применять для задавливания кислоты воду или газ. При обработках нагнетательных скважин – воду, желательнее с добавкой ПАВ типа ОП-10 в первые её порции.

Техника закачки кислотного раствора и продавочной жидкости определяется необходимостью выполнения основного условия обработки, а именно: уровень кислоты в затрубном пространстве в период закачки и продавливания её в пласт должен находиться только в пределах интервала ствола скважины, выбранного для данной обработки.

Для скважин, в которых можно установить циркуляцию нефти с выходом её из затрубного пространства при закачке агрегатом, предназначенным для обработки, это достигается следующим



приемом. В нефтяную скважину форсированно закачивается нефть, а в нагнетательную воду, до устойчивого переливания её из затрубного пространства. После этого закачивается кислотный раствор при открытом затрубном пространстве с контролем за расходом. Как только кислотный раствор будет подан в объёме насосно-компрессорных труб и ёмкости интервала обработки за трубами, немедленно перекрывается затрубное пространство и нагнетается запланированный объём кислоты. Вслед за ней, также без перерыва в закачке, подается продавочная жидкость в запланированном объёме.

При обработке открытого ствола скважины количество продавочной жидкости может быть запланировано лишь в объёме труб (трубы от насосного агрегата до скважины и трубы НКТ), если открытый ствол за трубами предусматривается оставить заполненным кислотой, или же в объёме труб и ёмкости интервала обработки за трубами, если предусматривается закачать всю кислоту в пласт.

В скважине, закрепленной обсадной колонной, количество продавочной жидкости планируется в объёме второго варианта (т.е. вся кислота продавливается в пласт). В нагнетательных скважинах продавочная вода закачивается в объёме, равном от 3–4 и более объёмам труб, после чего скважина подключается к водоводу и после прямой и обратной промывок переводится под закачку.

В нефтяных скважинах, где по условиям в залежи установить циркуляцию невозможно, производится предварительная подкачка нефти на предельно высокой скорости и, вслед за ней, на той же скорости закачка всего объёма кислоты и продавочной жидкости.

Для обеспечения более равномерной разработки пристволевой части призабойной зоны и полного охвата всей мощности обрабатываемого пласта образованием первичных каналов растворения с учётом более глубокого развития их при последующих обработках скорость закачки ограничивается только при первичной обработке малопроницаемых тонкопористых карбонатов.

Во всех других случаях необходимо стремиться к максимальному увеличению скорости продвижения кислоты по пласту в целях достижения наиболее глубокого проникновения её от ствола скважины.

После задавки кислотного раствора в пласт закрывается задвижка на устье скважины. Скважина закрыта. Время выдерживания кислоты на реагирование (нейтрализацию) в пласте зависит от многих факторов, учесть которые затруднительно. Наиболее надёжно оно устанавливается на основе анализа на остаточную кислотность извлеченного из пласта отработанного раствора кислоты после определённого срока выдерживания её в пласте.

Ориентировочно можно рекомендовать следующие сроки выдерживания:

- при оставлении хвостовой части кислоты в открытом стволе скважины – от 8–12 часов и до 24 часов;

при задавливании всей кислоты в пласт:

- при температуре забоя от 15 до 30 °С – до 2 часов;
- при температуре от 30 до 60 °С – 1,0–1,5 часов;
- при более высоких температурах время выдерживания вообще не планируется, так как работы по переводу скважины на эксплуатацию займут большее время, чем его нужно для полной нейтрализации кислоты в пласте.

### **Оборудование, применяемое при простых СКО**

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

На скважины рабочий раствор доставляется в автоцистернах 4ЦР ёмкостью 9,15 м<sup>3</sup> или УР-20 ёмкостью 17 м<sup>3</sup>. Для перевозки концентрированных неингибированных кислот ёмкости должны быть гуммированы. Для перевозки ингибированных кислот достаточно покрытия этих ёмкостей химически стойкими эмалями. На скважинах часто используют передвижные ёмкости (на салазках) объёмом 14 м<sup>3</sup>, которые в зимних условиях работы оборудуют змеевиком для обогрева растворов паром. Для перекачки кислот используются только специальные кислотоупорные центробежные насосы с подачей от 7 до 90 м<sup>3</sup>/ч и напора от 8 до 30 м.

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



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

При кислотных обработках используется дополнительно цементирувочный агрегат ЦА-320М в качестве подпорного насоса, подающего жидкость на прием силового насоса агрегата Азинмаш-30А. Кроме того, агрегат ЦА-320М со вспомогательным ротационным насосом низкого давления и двумя ёмкостями на платформе позволяет перемешивать растворы кислоты при введении в них различных реагентов, а также при необходимости перекачки растворов из одних ёмкостей в другие.

Ротационный насос используют также при приготовлении нефтекислотных эмульсий для закачки в поглощающие интервалы с целью расширения охвата обработкой большой толщины пласта. Для создания более высоких скоростей закачки, если подачи одного агрегата при данном давлении оказывается не достаточно, используют два и более параллельно работающих агрегатов. Устье скважины при обработке под давлением оборудуется специальной головкой, рассчитанной на высокие давления, с быстросъёмными соединениями. Головка скважины с обязательным обратным клапаном и задвижкой высокого давления соединяется с выкидом насосного агрегата прочными металлическими трубами. Обычно в этих случаях используется оборудование для гидравлического разрыва пласта или пескоструйной перфорации.

### Расчёт кислотного воздействия на призабойную зону пласта

#### Расчёт необходимого количества реагентов

На Южно-Шапкинском месторождении проведён комплекс лабораторных исследований по изучению взаимодействия кислотных растворов различного состава с породами пласта.

На основании данных, полученных при лабораторных исследованиях для проведения СКО в скважинах Южно-Шапкинского месторождения, проектируем обработку ПЗС раствором следующего состава:

- 13–15 %-ная HCl;
- ингибитор коррозии – уротропин;
- интенсификатор – марвелан-К(О);
- стабилизатор – уксусная кислота.

Объём кислотного раствора выбираем из расчёта 1 м<sup>3</sup> раствора на 1 м толщины пласта. За толщину пласта принимаем длину интервалов перфорации. Исходные данные для проведения расчётов приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные данные

Номер скважины	23
Толщина обрабатываемого интервала $h_{обр}$ , м	35
Объём кислотного раствора $V_p$ , м <sup>3</sup>	35
Товарная кислота	
тип	абгазовая соляная кислота (ТУ 6-01-714-77)
марка	Б
сорт	II
концентрация, %	27,5
Реагенты	
уротропин технический (ГОСТ 1381-73Е), %	0,2
марвелан-К(О), %	0,08
уксусная кислота синтетическая, %	3

Определим объём товарной кислоты по формуле:

$$V_k = \frac{V_p \cdot x_p \cdot (5,09 \cdot x_p + 999)}{x_k \cdot (5,09 \cdot x_k + 999)},$$



где  $V_K$  – объём товарной кислоты, м<sup>3</sup>;  $V_p$  – объём кислотного раствора, м<sup>3</sup>;  $x_p$  – заданная концентрация HCl, %;  $x_K$  – концентрация товарной кислоты, %.

Объём уксусной кислоты:

$$V_{ук} = \frac{b_{ук}}{c_{ук}} \cdot V_p,$$

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

Объём уротропина, м<sup>3</sup>:

$$V_{ур} = \frac{b_{ур}}{c_{ур}} \cdot V_p,$$

где  $b_{ур}$  – выбранная объёмная доля уротропина в растворе, %;  $c_{ур}$  – объёмная доля товарного уротропина, равная 100 %.

Объём марвелана-K(O), м<sup>3</sup>:

$$V_{марв} = \frac{b_{марв}}{100} \cdot V_p,$$

где  $b_{марв}$  – норма добавки марвелана-K(O), %.

Количество хлористого бария, кг:

$$G_{хб} = 21,3 \cdot V_p \cdot \left( \frac{a \cdot x_p}{x_K} - 0,02 \right),$$

где 21,3 – масса хлористого бария, необходимая для нейтрализации 10 кг серной кислоты, кг;  $a$  – содержание серной кислоты в товарной соляной кислоте, равное 0,6 %; 0,02 – допустимая концентрация серной кислоты в растворе.

При плотности хлористого бария 4000 кг/м<sup>3</sup> его объём равен, м<sup>3</sup>:

$$V_{хб} = \frac{G_{хб}}{4000} = \frac{21,3 \cdot V_p}{4000} \cdot \left( \frac{a \cdot x_p}{x_K} - 0,02 \right).$$

Объём воды для приготовления кислотного раствора:

$$V_в = V_p - V_m - \Sigma V_{реаг} = V_p - V_m - (V_{ук} + V_{ур} + V_{марв} + V_{хб}),$$

где  $\Sigma V_{реаг}$  – суммарный объём реагентов, м<sup>3</sup>.

Результаты расчёта представлены в таблице 2.

**Таблица 2** – Объёмный состав кислотного раствора

Реагент	Объём, м3 (кг)
товарная кислота	18,024
уксусная кислота	1,313
уротропин технический	0,070
марвелан-K(O)	0,028
хлористый барий	0,057 (229)
вода	15,565
объём кислотного раствора	35



**Порядок приготовления кислотного раствора**

Наливаем в мерник 15,565 м<sup>3</sup> воды, добавляют к воде 0,070 м<sup>3</sup> уротропина технического; 1,313 м<sup>3</sup>, уксусной кислоты; 18,024 м<sup>3</sup> товарной соляной кислоты. Полученный раствор тщательно перемешивают и измеряют его плотность ареометром. При правильной дозировке плотность должна соответствовать заданной концентрации при температуре замера. При концентрации кислотного раствора 15 % его плотность при 15 °С должна быть равна 1073 кг/м<sup>3</sup> (см. табл. 3).

**Таблица 3** – Плотность растворов соляной кислоты при 15 °С и содержание HCl

Плотность при 15 °С, кг/м <sup>3</sup>	Концентрация HCl, %	Плотность при 15 °С, кг/м <sup>3</sup>	Концентрация HCl, %
1030	5,15	1105	20,97
1035	7,15	1110	21,92
1040	8,16	1115	22,85
1045	9,16	1120	23,82
1050	10,17	1125	24,78
1055	11,18	1130	25,75
1060	12,19	1135	26,70
1065	13,19	1140	27,66
1070	14,17	1145	28,61
1075	15,16	1150	29,57
1080	16,15	1155	30,55
1085	17,13	1160	31,52
1090	18,11	1165	32,49
1095	19,06	1170	33,46
1100	20,01	1180	35,39

Для определения плотности товарной кислоты нужно брать по замеру ареометром при той же температуре, при которой измеряется плотность раствора. Если замеренная плотность больше расчётной, то в раствор добавляют воду; если замеренная плотность меньше расчётной, то в раствор добавляют товарную концентрированную кислоту.

Если плотность товарной концентрированной кислоты или готового кислотного раствора измерена при температуре, отличной от +15 °С, то вводится поправка, представленная в таблице 4.

**Таблица 4** – Температурная поправка к плотности кислоты на 1 °С

Плотность, кг/м <sup>3</sup>	1000–1040	1041–1085	1086–1120	1121–1155	1156–1200
Температурная поправка, кг/м <sup>3</sup> (°С)	±0,2	±0,3	±0,4	±0,5	±0,6

Поправку (произведение температурной поправки на разность температур) прибавляют к значению плотности, если она определена при температуре более +15 °С, и вычитают, если температура ниже +15 °С. Поправкой можно пренебречь, если она не превышает 0,001.

После корректировки плотности кислотного раствора добавляют в него 229 кг хлористого бария, хорошо перемешивают раствор, через 5 минут после этого добавляют 0,028 м<sup>3</sup> интенсификатора Марвелан-К(О), раствор снова перемешивают и оставляют его на 2–3 часа до полного осветления, после чего раствор перекачивают в цистерну Азинмаш-30А и другие ёмкости.

**Определение расчётных показателей при обработке скважины**

Суммарный объём выкидной линии, насосно-компрессорных труб и затрубного пространства, м<sup>3</sup>:

$$V_{mp} = 0,785 \cdot d_K^2 \cdot l_K + 0,785 \cdot d_B^2 \cdot h + 0,785 \cdot (D_B^2 - d_{нар}^2) \cdot h = 0,785 \cdot [d_K^2 \cdot l_K + d_B^2 \cdot h + (D_B^2 - d_{нар}^2) \cdot (h - h_{еп})],$$

где  $d_K$  – внутренний диаметр выкидной линии, м;  $l_K$  – длина выкидной линии, м;  $d_B$  – внутренний диаметр НКТ, м;  $h$  – глубина скважины, м;  $D_B$  – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м;  $d_{нар}$  – наружный диаметр НКТ, м;  $h_{еп}$  – расстояния от устья до верхних перфорационных отверстий, м.





Необходимое давление на выкидке насоса при закачке в пласт кислотного раствора, МПа:

$$P_{вн} = P_{заб} - P_{ж} + P_{тр},$$

где  $P_{заб}$  – максимальное забойное давление при продажке раствора, МПа;  $P_{ж}$  – гидростатическое давление продавочной жидкости, МПа;  $P_{тр}$  – потери давления на трение, МПа.

Неизвестные величины давлений в вышеприведённой формуле определим по следующим соотношениям:

$$P_{заб} = P_{пл} + \frac{q \cdot 86400}{K},$$

где  $P_{пл}$  – пластовое давление, МПа;  $q$  – подача насоса, м<sup>3</sup>/с;  $K$  – коэффициент продуктивности скважины, м<sup>3</sup>/(сут.·МПа);

$$P_{ж} = 10^{-6} \cdot \rho_{ж} \cdot g \cdot h,$$

где  $\rho_{ж}$  – плотность продавочной жидкости, кг/м<sup>3</sup>;

$$P_{тр} = 10^{-6} \cdot \lambda \cdot \frac{h}{d_{\epsilon}} \cdot \frac{v^2}{2} \cdot \rho_{ж} = 10^{-6} \cdot \lambda \cdot \frac{h}{d_{\epsilon}} \cdot \frac{q^2}{\left[\frac{\pi \cdot d_{\epsilon}^2}{4}\right]^2} \cdot \frac{\rho_{ж}}{2} = 8 \cdot 10^{-6} \cdot \lambda \cdot \frac{\rho_{ж} \cdot h \cdot q^2}{\pi^2 \cdot d_{\epsilon}^5},$$

где  $v$  – скорость продавочной жидкости в сечении трубопровода, м/с;  $\lambda$  – коэффициент гидравлического трения, который вычисляется по следующим формулам:

$$\lambda = \left\{ \begin{array}{l} \lambda = \frac{64}{Re} \\ \lambda = 0,11 \cdot \left( \frac{68}{Re} + \frac{\Delta_{\epsilon_{кв}}}{d_{\epsilon}} \right)^{0,25} \end{array} \right\}.$$

При ламинарном режиме ( $Re < 2300$ ), при турбулентном режиме ( $Re > 2300$ ), где  $Re$  – число Рейнольдса. Здесь  $\Delta_{\epsilon_{кв}}$  – эквивалентная шероховатость поверхности трубопровода.

Для стальной сварной трубы с незначительной коррозией принимаем  $\Delta_{\epsilon_{кв}} = 0,2$  мм.

Число Рейнольдса:

$$Re = 10^3 \cdot \frac{v \cdot d_{\epsilon} \cdot \rho_{ж}}{\mu_{ж}} = 10^3 \cdot \frac{4 \cdot q \cdot d_{\epsilon} \cdot \rho_{ж}}{\pi \cdot d_{\epsilon}^2 \cdot \mu_{ж}} = 4 \cdot 10^3 \cdot \frac{q \cdot \rho_{ж}}{\pi \cdot d_{\epsilon} \cdot \mu_{ж}},$$

где  $\mu_{ж}$  – динамическая вязкость продавочной жидкости, МПа·с.

В качестве продавочной жидкости используем нефть данного месторождения.

Результаты расчёта для различных значений  $q$ , соответствующих технологической характеристике (см. табл. 5) агрегата Азинмаш-30А, приведены в таблице 6.

**Таблица 5** – Техническая характеристика агрегата Азинмаш-30А

Включённая передача	Плунжер $d = 100$ мм		Плунжер $d = 120$ мм	
	давление, МПа	подача, 10–3 м <sup>3</sup> /с	давление, МПа	подача, 10–3 м <sup>3</sup> /с
II	47,6	2,50	33,2	3,60
III	25,0	4,76	17,4	6,85
IV	14,0	8,48	9,7	12,22
V	11,5	10,81	7,6	15,72



**Таблица 6** – Расчёт необходимого давления на выкиде насоса в зависимости от режима работы агрегата Азинмаш-30А

№ режима	Скорость	Диаметр плунжера, мм	Подача насоса $q$ , $10^{-3}$ м <sup>3</sup> /с	$V_{пр}$ , м <sup>3</sup>	$P_{зав}$ , МПа	$P_{ж}$ , МПа	Re	$\lambda$	$P_{тр}$ , МПа	$P_{вн}$ , МПа	Давление на выкиде насоса, МПа
1	II	100	2,50	6,94	30,50	16,70	13798	0,0331	0,31	14,11	47,6
2	III		4,76	6,94	41,35	16,70	26721	0,0304	1,04	25,68	25,0
3	IV		8,48	6,94	59,20	16,70	46802	0,0288	3,12	45,62	14,0
4	V		10,81	6,94	70,39	16,70	59661	0,0283	4,98	58,66	11,0
5	II	120	3,60	6,94	35,78	16,70	19869	0,0314	0,61	19,69	33,2
6	III		6,85	6,94	51,38	16,70	37806	0,0293	2,07	36,75	17,14
7	IV		12,22	6,94	77,16	16,70	67443	0,0281	6,31	66,76	9,7
8	V		15,72	6,94	93,76	16,70	86760	0,0277	10,31	87,56	7,6

Для проведения СКО выбираем режим № 5 – работа агрегата Азинмаш-30А на II-й скорости при диаметре плунжера насоса 120 мм. При этом давление на выкиде насоса (33,2 МПа) больше необходимого (19,69 МПа) для задавки в пласт раствора с дебитом  $3,6 \cdot 10^{-3}$  м/с.

Продолжительность нагнетания и продавки в пласт раствора:

$$t = \frac{V_p + V_{пж}}{q} = \frac{35 + 6,94}{3,6 \cdot 10^{-3}} = 11650 \text{ с} = 3,2 \text{ часа,}$$

где  $V_{пж}$  – объём продавочной жидкости, м<sup>3</sup>.

Последовательность закачки раствора в скважину следующая:

- закачиваем кислотный раствор в объёме 6,94 м<sup>3</sup>;
- закрываем задвижку на затрубном пространстве и насосом агрегата закачивают остальной кислотный раствор (28,06 м<sup>3</sup>);
- закачиваем продавочную жидкость в объёме 6,94 м<sup>3</sup>;
- закрываем задвижку на выкидной линии;
- через 1,5 часа вызов притока и освоение после нейтрализации кислотного раствора.

### Выводы и рекомендации

Для обработки призабойной зоны пласта в скважине № 23 Южно-Шапкинского месторождения соляной кислотой проведён расчёт основных показателей процесса при использовании 15 %-ного кислотного раствора HCl. Состав кислотного раствора был выбран на основании рекомендаций, сделанных при лабораторных исследованиях по изучению взаимодействия кислотных растворов различного состава с породами пласта.

Объём кислотного раствора (35 м<sup>3</sup>) был выбран из расчёта 1 м<sup>3</sup> раствора на 1 м толщины пласта. Для приготовления такого объёма 15 %-ного раствора HCl потребуется:

- 15,565 м<sup>3</sup> воды;
- 0,070 м<sup>3</sup> уротропина технического;
- 1,313 м<sup>3</sup> уксусной кислоты;
- 18,024 м<sup>3</sup> товарной соляной кислоты;
- 229 кг хлористого бария и 0,028 м<sup>3</sup> интенсификатора Марвелан-К(О).

Общая продолжительность нагнетания и продавки в пласт раствора агрегатом Азинмаш-30А на II-й скорости при диаметре плунжера насоса 120 мм с расходом  $3,6 \cdot 10^{-3}$  м/с составит 3,2 часа. После проведения СКО рекомендуется:

- провести гидродинамические исследования скважины (ГДИ) с целью определения состояния призабойной зоны;
- произвести лабораторный анализ на остаточную кислотность извлечённого из пласта отработавшего раствора кислоты.

По результатам ГДИ и лабораторного анализа можно сделать соответствующие выводы об эффективности произведённого воздействия на призабойную зону пласта и о времени реагирования кислотного раствора в пласте.



### Литература:

1. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление: в 2 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 1. – 348 с.
2. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление: в 2 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 2. – 348 с.
3. 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.
4. 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.
5. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
6. 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.
7. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика: монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
8. Определение расчётных показателей процесса солянокислотных обработок в скважине Южно-Шапкинского месторождения. – URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625b3bd79a4c43b88521316d36\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625b3bd79a4c43b88521316d36_0.html)
9. Фатеев В.С., Рябинкина Н.Н. Геология Южно-Шапкинського нафтегазоконденсатного месторождения // Вестник института геологии Коми научного центра Уральского отделения РАН. – Сыктывкар : Издательство «Институт геологии Коми научного центра Уральского отделения РАН», 2005. – С. 21–23.
10. Савенок О.В., Лаврентьев А.В., Березовский Д.А. Проектирование кислотной обработки пласта : методические указания к практическим занятиям по дисциплине «Управление продуктивностью скважин» для студентов всех форм обучения направления подготовки 131000.62 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – 86 с.
11. Яковлев А.Л., Березовский Д.А., 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). – Харьков : научно-информационный центр «Знание», 2017. – Ч. 2. – С. 25–40.
12. 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. Савенко. – 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>
13. Березовский Д.А., Самойлов А.С., Башардуст Мохаммад Дауд. Анализ работы скважин, осложнённых формированием асфальто-смоло-парафиновых отложений на примере Матросовского месторождения, и разработка рекомендаций по применению методов борьбы с АСПО // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 3. – С. 124–141.
14. Касем Мохаммед Яхья Хасан Гайлан, Очередыко Т.Б., Арутюнов Т.В. Обоснование работ по кислотной обработке карбонатных пластов Петропавловского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 3. – С. 189–207.
15. Башардуст Мохаммад Дауд, Очередыко Т.Б. Анализ применения солянокислотной обработки призабойных зон скважин залежей 302-303 Ромашкинского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 4. – С. 208–225.
16. Березовский Д.А., Яковлев А.Л., Самойлов А.С. Анализ применения солянокислотной обработки призабойных зон скважин Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2017. – № 03. – URL : [vs.n.esrae.ru/3-15](http://vs.n.esrae.ru/3-15) (дата обращения: 31.01.2018).

### References:

1. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovye deposits and hydrate formations: prevention and removal: in 2 volumes. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2011. – Т. 1. – 348 p.
2. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovye deposits and hydrate formations: prevention and removal: in 2 volumes. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2011. – Т. 2. – 348 p.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2012–2015. – Т. 1–4.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion of oil and gas wells»: in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013–2014. – Т. 1–4.
5. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 576 p.
7. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoennya naftovy i gazovy sverdlovin. Science i practice: monograph. – Iviv: Spol, 2018. – 476 p.
8. Definition of settlement indicators of process of solyanokislotny processings in the well of the Southern Shapkinsky field. – URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625b3bd79a4c43b88521316d36\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625b3bd79a4c43b88521316d36_0.html)



9. Fateev V.S., Ryabinkina N.N. Geology of the Southern Shapkinsky oil-gas condensate field // Bulletin of institute of geology of Komi of scientific center of the Ural office of RAS. – Syktyvkar: «Institute of Geology of Komi of Scientific Center of the Ural Office of RAS» publishing house, 2005. – P. 21–23.
10. Owlet O.V., Lavrentyev A.V., Berezovsky D.A. Design of acid processing of layer: methodical instructions to a practical training on discipline «Management of efficiency of wells» for students of all forms of education of the direction of preparation 131000.62 «Oil and gas business». – Krasnodar : Publishing house – the South, 2014. – 86 p.
11. Yakovlev A.L., Berezovsky D.A., Kusov G.V. Tekhnik and technology of carrying out acid hydraulic fracturing // Collection of articles of Znaniye scientific information center for materials XXI of the International correspondence scientific and practical conference «Development of Science in the 21st Century» (on January 16, 2017, Kharkiv). – Kharkiv : Znaniye scientific information center, 2017. – P. 2. – P. 25–40.
12. 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 : Bulatovsky readings: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017): in the 5th volumes / collection of articles under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 30–38 – URL : <http://www.id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-30-38.pdf>
13. Berezovsky D.A., Samoylov A.S., Bashardust Mohammad Daud. The analysis of work of the wells complicated by formation of asfalto-smolo-paraffin deposits on the example of the Matrosovsky field and development of recommendations about application of methods of fight against ASPO // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – No. 3. – P. 124–141.
14. 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 : Publishing house – the South, 2017. – No. 3. – P. 189–207.
15. Bashardust Mohammad Daud, Ocheredko T.B. Analysis of application of solyanokislotny processing of bottomhole zones of wells of deposits 302-303 Romashkinsky of the field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – No. 4. – P. 208–225.
16. Berezovsky D.A., Yakovlev A.L., Samoylov A.S. Analysis of application of solyanokislotny processing of bottomhole zones of wells of Abdrakhmanovskaya Square of the Romashkinsky field // Messenger of student's science of department of information systems and programming. – 2017. – No. 03. – URL : [vs.n.esrae.ru/3-15](http://vs.n.esrae.ru/3-15) (date of the address: 1/31/2018).