

УДК 622.276.63

**АНАЛИЗ ПРОВЕДЕНИЯ
СОЛЯНОКИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ СКВАЖИН
ВОСТОЧНО-СОТЧЕМЬЮ-ТАЛЫЙЮСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**
◆◆◆◆
**ANALYSIS OF CARRYING OUT HYDROCHLORIC
ACID TREATMENT OF WELLS
OF THE VOSTOCHNO-SOTCHEM'YU-TALYYYUSKOE FIELD**

Горшарук Алёна Петровна

студент направления подготовки
21.03.01 «Нефтегазовое дело»
ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный
технический университет»
aloyna1993@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 описан проект солянокислотной обработки скважины Восточно-Сотчемью-Талыйюского месторождения. Приведены факторы, ухудшающие коллекторские свойства пласта и действие различных соединений при солянокислотной обработке. Рассмотрены особенности концентрированной соляной кислоты; химические реагенты, применяемые при солянокислотных обработках; порядок приготовления рабочего раствора соляной кислоты. Описана технология проведения солянокислотной обработки и техника, применяемая при СКО. Выполнен расчёт требуемого количества кислоты и концентрации для проведения СКО; описан порядок приготовления кислотного раствора и обработки скважины.

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.

Gorshcharuk Aloyna Petrovna

Student Training Direction
21.03.01 «Oil and Gas Engineering»
Ukhta State Technical University

Savenok Olga Vadimovna

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

Annotation. The article describes the project of hydrochloric acid treatment of the well of the Vostochno-Sotchem'yu-Talyyusкое field. The factors that worsen the reservoir properties of the formation and the effect of various compounds during hydrochloric acid treatment are presented. The features of concentrated hydrochloric acid are considered; chemical reagents used in hydrochloric acid treatments; the procedure for preparing a working solution of hydrochloric acid. The technology of carrying out hydrochloric acid treatment and the technique used in hydrochloric acid treatment are described. The calculation of the required amount of acid and concentration for the hydrochloric acid treatment has been carried out; the procedure for preparing an acid solution and treating a well is described.

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.

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

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

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

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

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

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

Солянокислотная обработка

Известно много методов кислотного воздействия, которые основаны на способности некоторых кислот растворять горные породы или цементирующий материал. Применение таких кислот связано с:

- обработкой ПЗС в залежах с карбонатными коллекторами;
- обработкой ПЗС в залежах с терригенным коллекторами;
- растворением глинистых или цементных частиц, попавших в ПЗС в процессе бурения и цементирования скважины;
- растворением выпавших в призабойной зоне скважины солей.

Различают следующие разновидности кислотных обработок:

- 1) кислотные ванны;
- 2) простые кислотные обработки;
- 3) кислотные обработки под давлением;
- 4) термокислотные обработки и др.

Солянокислотная обработка является эффективным методом увеличения проницаемости призабойной зоны, особенно в тех случаях, когда породы представлены карбонатными отложениями. При проектировании технологии проведения обработки должны исходить, прежде всего, из размера зоны пласта, подлежащей обработке, с учётом возможности обеспечения последовательного увеличения радиуса этой зоны. Эффективность обработки связана как с количественным растворением карбонатных минералов пласта, так и с формированием каналов (трещин), глубоко проникающих в пласт. Солянокислотная обработка может применяться в скважинах, эксплуатирующая карбонатные, трещинно-поровые пласты любой толщины. Так как карбонатный коллектор в основном состоит из кальцита, доломита, сидерита, т.е. солей угольной кислоты, то при взаимодействии с соляной кислотой образуется углекислый газ (CO_2). Он оказывает положительное влияние на эффективность разработки, т.к. обладает хорошими нефтевытесняющими свойствами. Объектами обработок могут быть некачественно освоенные (после бурения или капитального ремонта) скважины и скважины, существенно снизившие дебит в процессе эксплуатации. Обработки назначаются по определению текущего и конвенционального коэффициентов продуктивности. Для проведения соляной обработки нагнетательных скважин следует выбирать скважины, которые должны удовлетворять следующим требованиям:

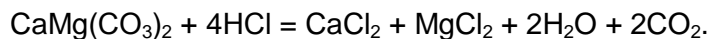
- 1) приёмистость скважины более $500 \text{ м}^3/\text{сут.}$ и со временем снижения до $100 \text{ м}^3/\text{сут.}$ и ниже;

2) устьева арматура и эксплуатационная колонна должны быть герметичными.

Эта обработка ПЗС основана на способности соляной кислоты растворять карбонатные породы по следующим реакциям:
с известняками:



с доломитами:



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 скважин не увеличивается, а расширяются только поровые каналы, приобретая форму узких и длинных каверн. Основное назначение обычной солянокислотной обработки заключается в закачке кислоты в пласт (разветвленная система микротрещин и капиллярных каналов (пор) в ПЗС), по возможности, на значительном расстоянии от стенки скважины с целью расширения размеров микротрещин и каналов, улучшения и сообщаемости между собой, что увеличивает проницаемость системы и дебит (приёмистость) скважины.

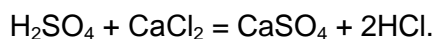
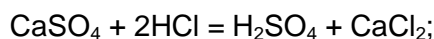
Глубина проникновения кислоты в пласт зависит от скорости реакции. В свою очередь, скорости реакции зависит от вещественного (химического) состава породы, удельного объёма кислотного раствора (м/м^2 поверхности породы), от температуры, давления и концентрации кислоты (кислотного раствора). Скорость реакции кислоты (кислотного раствора) характеризуется временем её нейтрализации при взаимодействии с породой и зависит от температуры следующим образом: в зависимости от вещественного состава карбонатной породы скорость реакции возрастает от 1,5 до 8 раз при повышении температуры от 20 до 60 °С. При этом изменение концентрации кислотного раствора от 5 до 15 % HCl не оказывает практического влияния на скорость реакции даже при температуре 60 °С. Для обработки ПЗС используются, как правило, кислотный раствор с концентрацией 8–15 % 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 скважин после СКО из-за большого количества продуктов реакции. Применение высококонцентрированных растворов HCl приводит к образованию насыщенных с повышенной вязкостью растворов CaCl_2 и MgCl_2 , которые трудно извлекаются из пласта при освоении. Кроме того, существенно возрастает коррозия оборудования и труб. С другой стороны, кислотный раствор с концентрацией более 15 % HCl хорошо растворяют гипс и ангидрит, образуя твердый осадок, выпадающий в ПЗС и снижая её проницаемость. Обычно высококонцентрированные растворы HCl можно применять при охлаждении их, например, жидким азотом, что способствует увеличению глубины и проникновения в пласт.

Повышение давления приводит к снижению скорости реакции. Экспериментально установлено, что время нейтрализации 75 % объёма кислотного раствора увеличивается в 7–10 раз при повышении давления с 0,1 МПа до 0,7 МПа; при увеличении давления то 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.

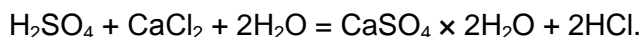
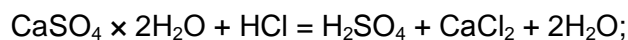
Особенности концентрированной соляной кислоты

Концентрированная соляная кислота содержит 27,5–31 % HCl. Как правило, концентрированная кислота не используется для обычных СКО, т.к. она чрезвычайно активна по отношению к металлам и вызывает их интенсивную коррозию. Кроме того, концентрированная соляная кислота растворяет содержащийся в карбонатных породах ангидрит (CaSO_4) и гипс ($\text{CaSO}_4 \times 2\text{H}_2\text{O}$) по следующим реакциям:

1. Ангидрит:



2. Гипс:



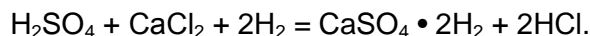
Таким образом, ангидрит и гипс, содержащиеся в скелете породы, после взаимодействия с концентрированной HCl выпадают в осадок в поровом пространстве, снижая проницаемость ПЗС вплоть до её закупорки. Именно поэтому для проведения СКО необходимо применять кислотные растворы, концентрация которых была бы такой, чтобы предотвратить интенсивную коррозию металлов и растворение из скелета породы ангидрита и гипса, но в то же время, чтобы они хорошо растворяли карбонатные породы. Рациональной считается концентрация кислотных растворов от 6 до 15 %.

Полученные в результате реакции хлористый кальций CaCl₂ и хлористый магний MgCl₂ хорошо растворяются в воде и легко удаляются из ПЗП вместе с продукцией скважины; в пласте образуются новые пустоты и каналы.

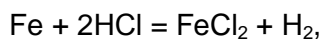
Обычно применяют соляную кислоту 8–15 %-ной концентрации. Применение большей концентрации не рекомендуется из-за сильной коррозии и возможности растворения гипса с последующим закупориванием пласта.

По условиям производства соляной кислоты в концентрированной кислоте содержатся определённые примеси, способные при реакции с карбонатными породами (продуктами основной реакции) давать твёрдые осадки. К таким примесям относятся:

1. Серная кислота H₂SO₄, которая, взаимодействуя с продуктами основной реакции, образует гипс, выпадающий в осадок:

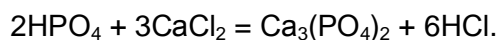
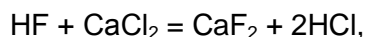


2. Хлорное железо FeCl₃:



FeCl₂ преобразуется в FeCl₃, выпадающий в осадок.

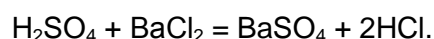
3. Фтористый водород и фосфорная кислота, образующие с продуктами основной реакции нерастворимые осадки фтористого кальция (CaF₂) и фосфорнокислого кальция (Ca₃(PO₄)₂):



Исходя из вышеизложенного, для получения качественного раствора соляной кислоты необходимо использовать специальные химические реагенты, устраняющие из соляной кислоты вредные примеси.

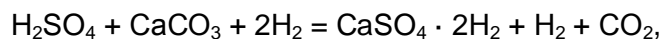
Химические реагенты, применяемые при солянокислотных обработках

1. Выделение H₂SO₄ осуществляется при приготовлении кислотного раствора. Обычно доводят концентрацию концентрированной соляной кислоты до 15 %, затем добавляют хлористый барий BaCl₂ (в концентрированной кислоте хлористый барий плохо растворим):



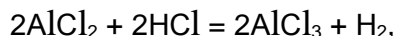
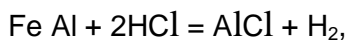
После реакции кислотный раствор отстаивается, а осадок BaSO₄ удаляется.

В противном случае:



т.е. призабойная зона скважины в процессе СКО может быть закупорена гипсом и ангидритом.

2. Соляная кислота хорошо реагирует с алюминием Al и железом:

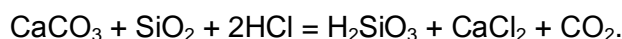


т.е. AlCl_3 после нейтрализации HCl выпадает в осадок, $\text{Fe} + 2\text{HCl} = \text{FeCl}_2 + \text{H}_2$, $2\text{FeCl}_2 + 2\text{HCl} = 2\text{FeCl}_3 + \text{H}_2$, т.е. FeCl_3 выпадает в осадок после нейтрализации HCl .

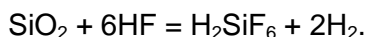
Количество осадка в ПЗС при проведении СКО может быть достаточно большим, что снижает проницаемость ПЗС. По этим причинам раствор соляной кислоты должен обрабатываться специальным химическим реагентами.

К этим реагентам относятся:

Стабилизаторы – водорастворимые вещества, стабилизирующие свойства кислотного раствора. С целью предотвращения выпадения или удаления солей Al и Fe используют, как правило, уксусную кислоту (CH_3COOH). Соли железа и алюминия образуют устойчивые соединения, удерживаемые в растворе. При этом снижается скорость реакции кислотного раствора. Добавка уксусной кислоты изменяется от 0,8 до 2 % от объёма кислотного раствора. Наличие в породе кремния Si при реакции с HCl может вызвать образование гелей кремниевой кислоты (H_2SiO_3), закупоривающих ПЗС:



С целью предотвращения образования гелей кремниевой кислоты используют фтористо-водородную кислоту HF , которая полностью растворяет Si:



H_2SiF_6 остаётся в растворённом соединении и не образует осадка. Добавка HF изменяется от 1 до 2 % от объёма кислотного раствора.

Ингибиторы – водорастворимые вещества, понижающие коррозионную активность HCl . В качестве ингибиторов используют:

- формалин (до 1 %) – снижает коррозионную активность в 7–8 раз.

Формалин представляет собой 40 %-ный раствор формальдегида (CH_2) в воде. Формалин не влияет на скорость реакции;

- уникол ПБ-5 (0,05–0,1 %) – снижает коррозионную активность в 10–15 раз.

Растворяется только в растворе HCl , не растворяется в воде;

- реагент И-1-А (до 0,4 %) в смеси с уротропином (до 0,8 %) используется при высоких давлениях $P_{пл}$ и температур $T_{пл}$. При температуре 87 °С и давлении 38 МПа снижает коррозионную активность в 90 раз;

- УФЗ8 – ингибирующее действие выше, чем у формалина, но ниже, чем у уникола ПБ-5;

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

Кроме того, в качестве ингибиторов используют катапин-А, реагент В-2, карбозолин-О, реагент «Север-1».

Интенсификаторы – вещества, обеспечивающие удаление продуктов реакции из призабойной зоны скважины (поверхностно-активные вещества – ПАВ). ПАВ снижают межфазное натяжение, способствуют выносу воды и отмыву нефти с поверхности горной породы. В качестве интенсификаторов используются также спирты, сульфокислоты, МЛ-72, ОП-10, марвелан К(О), реагент 4411, тержитол, катапин-А и др.

Порядок приготовления рабочего раствора соляной кислоты

Порядок приготовления раствора HCl : вода – ингибиторы – стабилизаторы – концентрированная соляная кислота – хлористый барий – интенсификаторы. Раствор перемешивается, отстаивается в течение 2–3 часов, фильтруется, после чего готов к употреблению. Приготовление кислотного раствора производится на специальной кислотной базе.

Выбор рецептуры кислотного раствора осуществляют с учётом химического и минералогического состава пород, их фильтрационно-ёмкостных свойств, химического состава и свойств пластовых флюидов, пластовой температуры, причин загрязнения призабойной зоны. Продукты реакции соляной кислоты с карбонатами – двухлористый кальций (CaCl_2) и двухлористый магний (MgCl_2) хорошо растворяются в воде. Эти продукты вместе с остатками прореагировавшей кислоты извлекаются на поверхность при промывке скважины. Углекислый газ (CO_2) в зависимости от давления выделяется в виде свободного газа или растворяется. В результате реакции соляной кислоты с карбонатными породами и вымыванием продуктов реакции в призабойной зоне пласта образуют поровые каналы большого сечения, что ведёт к увеличению проницаемости призабойной зоны пласта, а, следовательно, и производительности (приёмности) скважин. Концентрированную соляную кислоту разводят до заданного для рабочего раствора содержания HCl на месте её хранения (кислотная база) или непосредственно у скважины перед её обработкой.

Таблица 1 – Рецептура кислотных растворов для обработки скважин в карбонатных коллекторах

Особенности коллектора	Рецептура
Пластовая температура до 60 °С	HCl , 10–16 % + ингибитор
Слабопроницаемый коллектор, загрязнённый минеральной взвесью	HCl , 10–16 % + ингибитор + ПАВ, 0,025–0,1 % (гидрофобизатор для добывающих скважин, гидрофилизатор для нагнетательных скважин)
Железосодержащий коллектор	HCl , 10–16 % + ингибитор + ПАВ, 0,025–0,1 % (гидрофобизатор для добывающих скважин, гидрофилизатор для нагнетательных скважин) + 3-5 % уксусной или лимонной кислоты
Сульфатосодержащий коллектор	HCl , 10–16 % + ингибитор + NaCl , 6–7 % + CaCl_2 , 5–10 % + K_2SO_4 , 3–4 %
Ангидридные породы	HCl , 10–16 % + ингибитор + KNO_3 , 6–10 %
Необсаженные продуктивные пласты. Температура 239–329 °F	HCl , 25–35 % + ингибитор + ПАВ, 0,05–0,15 %
Поровые и порово-трещинные коллекторы	Составы по п. 1–6, газированные азотом или углекислым газом или воздухом
Трещиноватые и трещиновато-кавернозные коллектора	Кислотная пена: HCl , 15–20 % + ПАВ, 0,1–0,5 % + стабилизатор КМЦ, 1,5 %. Степень аэрации 1,5–5 в пластовых условиях
Трещиноватые и трещиновато-кавернозные коллектора при температуре 70–170 °С	Гидрофобная кислотная эмульсия на основе светлых нефтепродуктов: 60–70 % HCl по п. 1–6 + 40–30 % светлых нефтепродуктов (керосин, дизель) + 0,5–1 % эмульгатора
Трещиноватые и трещиновато-кавернозные коллектора при температуре 60–90 °С	Гидрофобная нефтекислотная эмульсия 50–70 % HCl по п. 1–6 + 50–30 % нефти, содержащей 2–4 % асфальтенов, 6–10 % силикагелевых смол, 6 % парафинов + ПАВ 0,1–0,2 %
Трещиноватые и трещиновато-кавернозные коллектора при температуре до 60 °С	HCl 12–15 % + КМЦ или сульфит-спиртовая барда, 0,5–3 %
Сульфато- и железосодержащие коллектора порового типа с температурой до 60 °С	Сульфаминовая кислота 10–15 % + ПАВ 0,1–0,2 %
Сульфато- и железосодержащие коллектора порового типа с температурой до 90 °С	Уксусная кислота 10 %
Низкопроницаемые поровые коллекторы	Оксидат

Технология проведения солянокислотной обработки

Перед кислотной обработкой у устья скважины монтируют агрегат подземного ремонта и располагают необходимое оборудование (рис. 1).

Технология проведения обычной СКО заключается в последовательном выполнении следующих операций:

1. Промывка скважин (прямая, обратная или комбинированная). Выполняется при открытых задвижках на устье и затрубном пространстве. Жидкость, заполняющая скважину, и жидкость промывки поступают в ёмкость на поверхности.

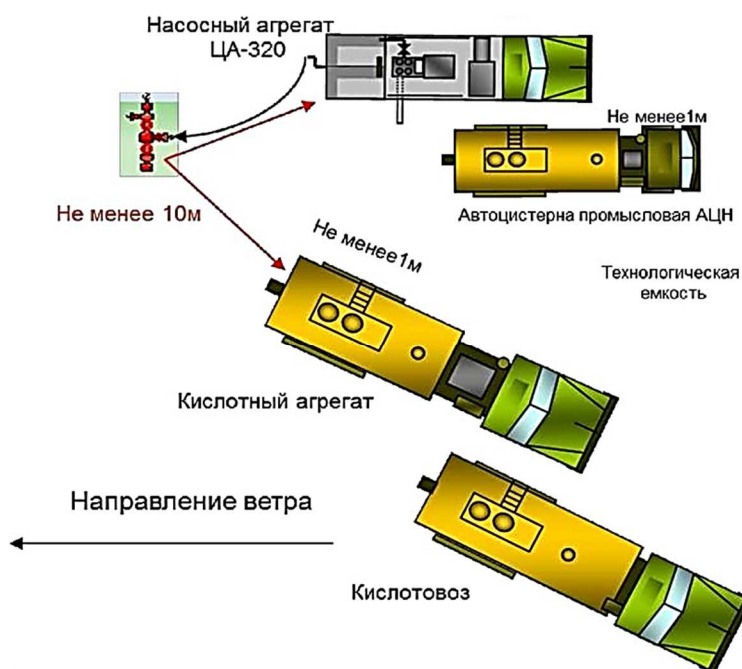


Рисунок 1 – Расположение оборудования при проведении кислотной обработки

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, пропан-бутановая фракция, конденсат и другие растворители. После промывки добывающая скважина заполняется, как правило, нефтью. Если скважина расположена в зоне ВНК, есть опасение, что после СКО вода может подняться, нижнюю часть продуктивного пласта не обрабатывают. В этом случае после промывки нижняя часть скважины на расчётную величину толщины продуктивного горизонта заполняется жидкостью – бланкетом.

2. Закачивают расчётные объёмы кислотного раствора в скважину. Объём кислотного раствора зависит от толщины обрабатываемого пласта, свойств призабойной зоны и желаемой (рациональной) глубины обрабатываемой зоны. Как правило, радиус обработки ПЗС при первичном воздействии наименьший. Чтобы последующие обработки (вторая, третья и т.д.) были технологически эффективными, необходимо увеличивать радиус обработки в сравнении с радиусом предыдущей обработки. Анализ результатов первичных СКО показывает, что удельный расход кислотного раствора на метр обрабатываемой толщины зависит от коллекторских свойств ПЗС: для низкопроницаемых коллекторов невысокой пористости удельный расход 15 %-ного раствора HCl изменяется от 0,2 до 0,6 м³/м; для высокопроницаемых коллекторов – от 0,2 до 0,9 м³/м; для трещинных коллекторов – от 0,3 до 0,9 м³/м.

При закачке кислотного раствора в скважину в течение времени достижения им обрабатываемого пласта задвижка на затрубном пространстве открыта, после чего она закрывается (рис. 2).

3. Продавливают кислотный раствор в ПЗС, продолжая агрегатом закачку расчётного объёма кислоты в скважину. Затем кислотный раствор продавливается нефтью или водой до полного его поглощения пластом. После задавки кислотного раствора в пласт закрывается задвижка на устье скважины. Скважина закрыта.

4. Нейтрализация кислотного раствора за счёт реагирования его с обрабатываемой породой. Время нейтрализации зависит от давления и температуры и изменяется от 1 часа до 24 часов.

5. После нейтрализации кислотного раствора проводят вызов притока и освоение, а затем – исследование скважины. По результатам исследования до обработки и после судят о технологическом эффекте.

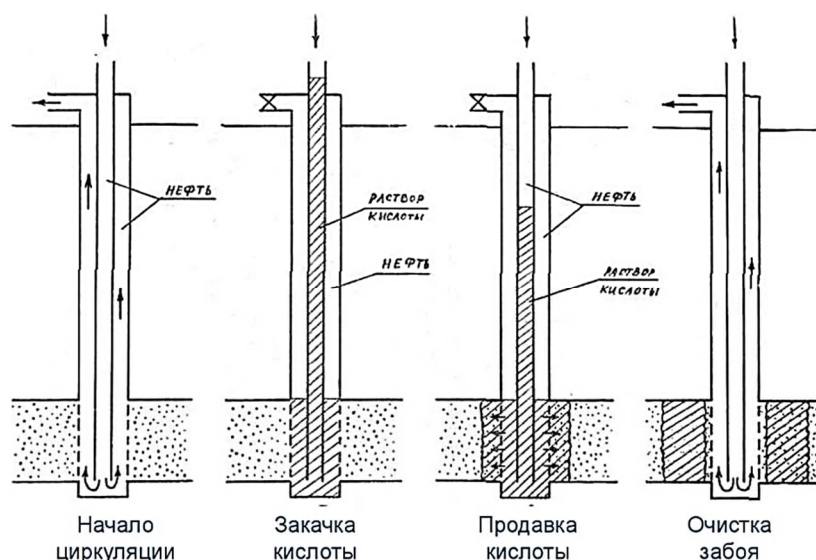


Рисунок 2 – Схема кислотной обработки скважин

Техника, применяемая при СКО

Приготовление кислотного раствора осуществляется, как правило, на специальных кислотных базах, организованных на территории нефтедобывающего района. Для перевозки необходимых объемов кислотного раствора на скважине используются автоцистерны различного объема (до 20 м³). Для защиты емкостей от воздействия кислоты (или растворов кислоты) они гуммируются или покрываются специальными химически стойкими эмалями. При работе при низких температурах воздуха ёмкости оборудуются специальными нагревателями-змеевиками. Перекачка кислотных растворов осуществляется специальными центробежными насосами кислотоупорного исполнения с различными подачами и напорами.

Закачка кислотных растворов в скважину осуществляется специальными насосными агрегатами на автомобильном шасси, например, Азинмаш-30А (рис. 3).

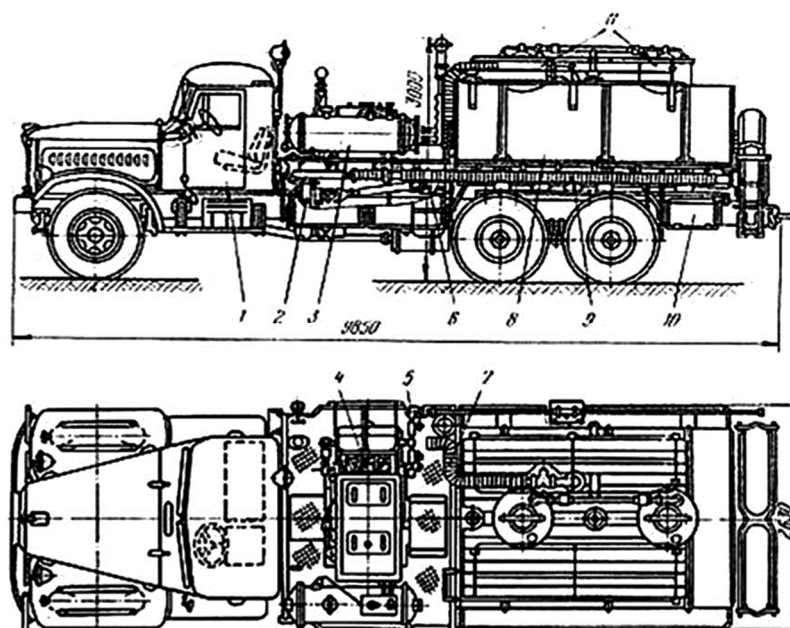


Рисунок 3 – Азинмаш-30А:

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

Насосный агрегат включает в себя гуммированную цистерну для кислотного раствора, насос высокого давления (как правило, трёхплунжерный насос одинарного действия) с приводом от коробки отбора мощности автомобиля. Сменные плунжеры насоса позволяют регулировать подачу в широких пределах (от единиц до десятков л/с). Давление, создаваемое насосом, также меняется от единиц до десятков МПа. Параметры работы насоса зависят от скорости (как правило, насосный блок имеет 5 скоростей). Наряду с насосным агрегатом, для кислотных обработок используется цементировочный агрегат (типа ЦА-320М), который играет роль подпорного насоса для основного агрегата, подавая технологические жидкости на приём силового насоса. Кроме того, агрегат ЦА-320М, оборудованный ротационным насосом низкого давления и емкостями, позволяет перемешивать кислотный раствор различными реагентами, добавляемыми в него на скважине, а также при необходимости перекачивать раствор из одних емкостей в другие. Кроме агрегата ЦА-320М, при кислотных обработках при необходимости применяется и агрегат для гидравлического разрыва пласта, например, 4АН-700. Важнейшим техническим элементом при проведении СКО является специальная устьева головка высокого давления на быстросъёмных соединениях. Головка оборудована обратным клапаном (его наличие обязательно!) и задвижкой высокого давления, соединенной с выкидом насосного агрегата. На поверхности при обвязке цистерн и агрегатов используются прочные металлические трубы. В зависимости от технологических параметров СКО одновременно могут использоваться несколько однотипных агрегатов, обвязываемых в единую систему. При проведении СКО необходимо строго соблюдать правила обеспечения безопасности жизнедеятельности и защиты окружающей среды. Кроме обычной СКО, на практике достаточно широко применяют другие виды кислотного воздействия, которые отличаются от обычной СКО технологией их реализации.

Кислотные ванны

Данные обработки применяются, как правило, в скважинах с открытым забоем после бурения или в процессе вызова притока и освоения. Основной целью кислотных ванн является очистка ПЗС от остатков глинистой корки, цементных частиц (при цементировании обсадной колонны выше продуктивного горизонта), отложений солей (кальцитовых) пластовой воды и др. Объем кислотного раствора должен равняться объёму скважины от подошвы до кровли коллектора. Закачка расчётного объёма раствора ведётся при давлении, определяемом сопротивлениями в системе без задавки его в ПЗС. Концентрация раствора для кислотных ванн выше и достигает 20 %. Это связано с тем, что при кислотных ваннах не происходит перемешивания раствора на забое. Время нейтрализации при таких обработках выше, чем при обычной СКО, и достигает 16–24 часов.

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

В скважинах, находящихся в освоении после бурения (ствол скважины после предварительной очистки заполнен водой или нефтью при слабом притоке её из пласта), технологический процесс осуществляется следующим образом (рис. 4а).

При открытом затрубном пространстве в НКТ закачивают расчётное количество раствора кислоты (рис. 4 б), а затем без остановки – продавочную жидкость – воду (рис. 4 в). После закачивания продавочной жидкости в объёме, равном объёму НКТ (рис. 4 г), закрывают задвижки в НКТ и выкиде затрубного пространства, и скважина оставляется на реагирование на 16–24 часов (точный срок устанавливается для каждого месторождения опытным путём на основе определения остаточной кислотности раствора после различных сроков выдерживания его на забое). По истечении времени реагирования производят промывку скважины через затрубное пространство (обратная промывка) водой или через НКТ (прямая промывка) нефтью с целью удаления с забоя продуктов реакции.

Примерная схема обвязки наземного оборудования при установлении кислотной ванны показана на рисунке 5.

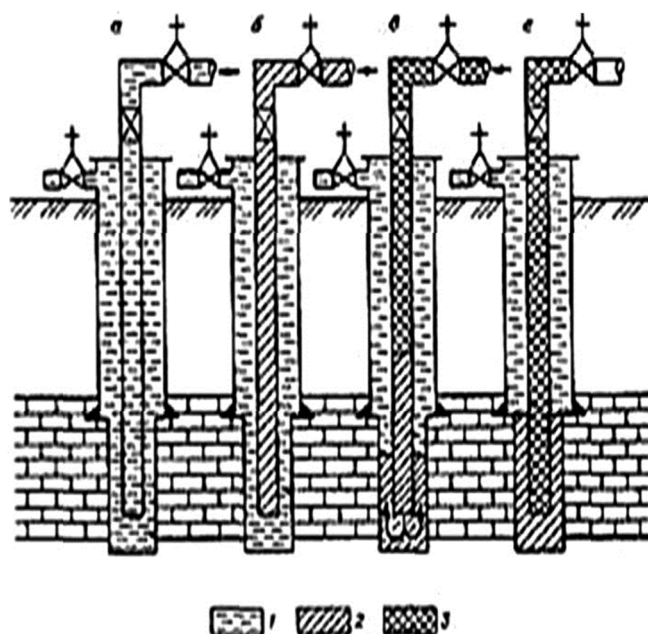


Рисунок 4 (а-г) – Технологическая схема установки кислотной ванны:
1 – вода; 2 – кислота; 3 – продавочная жидкость

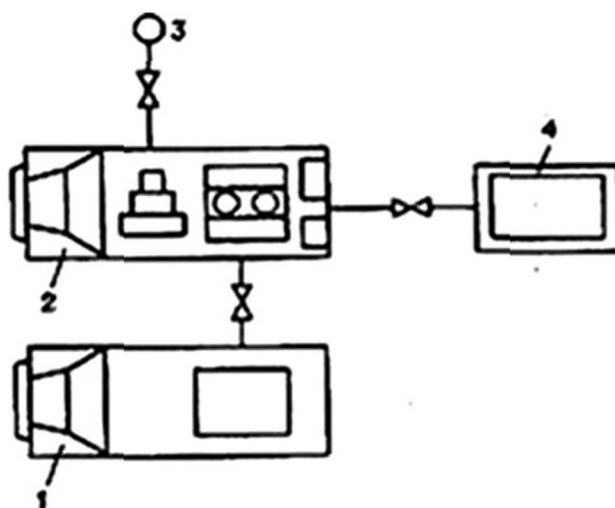


Рисунок 5 – Примерная схема обвязки наземного оборудования при установке кислотной ванны:
1 – кислотовоз; 2 – установка насосная; 3 – скважина; 4 – резервуар

Кислотные обработки под давлением

Этот вид обработок предназначен для повышения эффективности кислотного воздействия на призабойные зоны неоднородного по проницаемости коллектора. При обычной СКО кислотный раствор проникает в хорошо проницаемые разности, а зоны пониженной проницаемости фактически остаются необработанными. Технология СКО под давлением отличается от обычной обработки следующим. Сначала проводится гидродинамическое исследование скважины со снятием профиля притока (приемистости) с целью установления зон повышенной проницаемости и поглощающих трещин. После этого скважина обычным образом готовится к обработке. Затем в скважину до кровли продуктивного горизонта спускается колонна НКТ, на конце которой размещён пакер с якорем. В определённый момент времени колонна пакеруется и заякоривается во избежание повреждения обсадной колонны выше продуктивного горизонта высоким давлением закачки кислотного раствора. После этого проводится закупорка высокопроницаемых разностей закачкой в них высоковязкой нефтекислотной эмульсии.

Нефтекислотная эмульсия готовится на скважине из смеси 12 %-ного раствора HCl и нефти, при этом используется центробежный насос штатной техники (автоци-

стерны). Соотношение компонентов эмульсии таково: 70 % по объёму – кислотный раствор, 30 % по объёму – дегазированная нефть. Если дегазированная нефть лёгкая, к ней добавляют, например, окисленный мазут, гудрон. С целью получения хорошего качества эмульсии к ней добавляют эмульгирующие вещества. Вязкость образующейся эмульсии зависит от дисперсности её компонентов, т.е. от времени перемешивания. При достаточно длительном времени перемешивания получают мелкодисперсную эмульсию с вязкостью до 10 Па × с. Полученная таким образом нефтекислотная эмульсия закачивается в призабойную зону, проникает в зону повышенной проницаемости и заполняет их. Продавка эмульсии ведётся при открытой задвижке на затрубном пространстве до момента, пока эмульсия не достигнет кровли продуктивного горизонта (башмака НКТ).

После этого производят пакеровку и заякоривание НКТ и закрывают затрубную задвижку. Если в НКТ закачан расчётный объём кислотного раствора, то продавка эмульсии осуществляется кислотным раствором. Давление закачки увеличивается, и эмульсия проникает в зону повышенной проницаемости. По достижении границы раздела «нефтекислотная эмульсия – кислотный раствор» башмака НКТ давление закачки вновь возрастает. Под действием повышенного давления кислотный раствор закачивается в низкопроницаемые разности, что существенно увеличивает охват пласта процессом кислотного воздействия. Объёмы нефтекислотной эмульсии рассчитываются по результатам гидродинамического исследования скважины, профилей притока (приёмности), а также коллекторских свойств обрабатываемой зоны пласта (рис. 6).

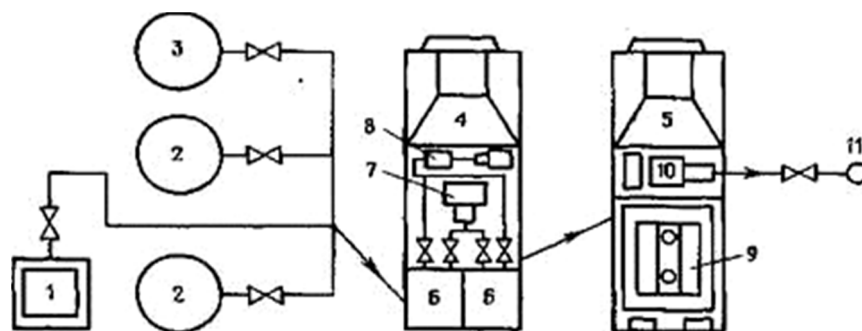


Рисунок 6 – Примерная схема обвязки наземного оборудования при кислотной обработке под давлением:
 1 – передвижная ёмкость для кислоты; 2 – стационарная ёмкость для кислоты; 3 – ёмкость для нефти;
 4 – цементировочный агрегат; 5 – установка насосная УНЦ-160Х 50 К (Азинмаш-30А);
 6 – бункеры; 7 – основной насос; 8 – водяной насос; 9 – резервуар; 10 – насос; 11 – скважина

Термокислотные обработки

Термокислотная обработка предназначена для повышения эффективности кислотных обработок карбонатных коллекторов, когда в процессе эксплуатации скважин в призабойной зоне отлагаются асфальто-смоло-парафиновые (АСП) вещества, блокирующие карбонатную породу для нормальной реакции её с кислотным раствором. Эффективной кислотная обработка будет только в том случае, если предварительно удалить с поверхности карбонатной породы асфальто-смоло-парафиновые отложения (АСПО). Удаление АСПО возможно в процессе промывки после их расплавления. Расплавление АСПО достигается за счёт экзотермической реакции взаимодействия солянокислотного раствора HCl с магнием или его сплавами:



где Q_m – количество теплоты, выделяющееся при реакции, кДж.

Хлористый магний остаётся в растворе. Количество выделяющейся при реакции теплоты Q_t зависит от многих факторов: концентрации кислотного раствора, его количества, количества магния и его вида (магниевая пыль, крошка, стружка или бруски), степени нейтрализации раствора и т.д. Установлено, что при взаимодействии 1 кг Mg с 18,61 л 15 %-ного раствора соляной кислоты достигается полная нейтрализация раствора и полный расход магния. При этом выделяется 18987 кДж теплоты.

Максимальное повышение температуры продуктов реакции, предполагая потери тепла в окружающую среду нулевыми.

Уравнение теплового баланса таково:

$$Q_t = V_p \cdot \rho_p \cdot C \cdot \Delta t, \quad (1)$$

где V_p – объём жидкости при реакции, равный объёму 15 %-ного кислотного раствора; ρ_p – плотность кислотного раствора, кг/м³ (ρ_p принимается равным плотности воды 1000 кг/м³); C – удельная теплоёмкость жидкой части продуктов реакции, кДж/(кг × °С); Δt – повышение температуры, °С.

Откуда:

$$\Delta t = \frac{Q_t}{V_p \cdot \rho_p \cdot C}. \quad (2)$$

Примем удельную теплоёмкость жидкой части продуктов реакции равной удельной теплоёмкости воды $C = 4,186$ кДж/(кг × °С). Подставляя исходные данные, получим:

$$\Delta t_{max} = \frac{18987}{18,61 \cdot 10^{-3} \cdot 4,186} \approx 243,7 \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (3)$$

Таким образом, максимально возможное повышение температуры при полной реакции составляет ~ 243 °С, т.е. это температура вполне достаточна для расплавления АСПО и очистки ПЗС.

Выполненными исследованиями показано, что скорость реакции Mg и HCl зависит от давления: при $P = 0,1$ МПа для 15 % кислотного раствора скорость реакции составляет 58,6 кг/час на 1 м² поверхности магния; при $P = 14$ МПа – 0,55 кг/час на 1 м². При этом отмечено, что повышение температуры раствора до 60–70 °С снижает концентрацию кислотного раствора с 15 до 11 %. Температура нагрева жидкости регулируется количеством магния и скоростью закачки кислотного раствора.

Расчёт требуемого количества кислоты и концентрации для проведения СКО

Определим необходимое количество химикатов и составим план обработки скважины № 71 Восточно-Сотчемью-Талыйюского месторождения соляной кислотой.

Скважина № 71 имеет следующую характеристику (табл. 2).

Таблица 2 – Исходные данные по скважине № 71 Восточно-Сотчемью-Талыйюского месторождения

Глубина H, м	1864
Толщина пласта h, м	6,4
Внутренний диаметр скважины D _{скв} , м	0,114
Диаметр НКТ д _{нкт} , м	0,062
Наружный диаметр, м	0,073
Диаметр выкидной линии, м	0,05
Длина выкидной линии, м	20
Длина НКТ, м	1841,8
Коэффициент продуктивности	16,67
Пластовое давление, МПа	19,2
Расход л/с	3,6
Плотность нефти, кг/м ³	850
Вязкость нефти	0,0221

Для заданных условий принимаем концентрацию кислоты 15 %. При средней норме расхода соляной кислоты 1 м³ на 1 м интервала обработки общий объём 15 %-ной соляной кислоты составит:

$$W_p = l \cdot h. \quad (4)$$

Расчёт количества химикатов и воды.

На приготовление 6,4 м³ 15 %-ного раствора необходимо концентрированной HCl:

$$W_K = \frac{W_p \cdot x_p \cdot (5,09 \cdot x_p + 999)}{x_K \cdot (5,09 \cdot x_K + 999)}, \quad (5)$$

где W_p – объём 15 %-ной соляной кислоты, м³; x_p – объёмная доля кислотного раствора; x_K – объёмная доля товарной кислоты ($x_K = 27,5$ %).

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

$$W_{ук} = \frac{b_{ук} \cdot W_p}{c_{ук}}, \quad (6)$$

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

В качестве ингибитора коррозии выбран реагент В-2, объём которого:

$$W_{инг} = \frac{b_{инг} \cdot W_p}{c_{инг}}, \quad (7)$$

где $b_{инг}$ – выбранная объёмная доля реагента в растворе ($b_{инг} = 0,2$ %); $c_{инг}$ – объёмная доля товарного ингибитора ($c_{инг} = 100$ %).

Количество интенсификатора (принимается Марвелан-К (О)):

$$W_{инт} = \frac{b_{инт} \cdot W_p}{100}, \quad (8)$$

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

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

$$G_{хб} = 21,3 \cdot W_p \cdot \left(a \cdot \frac{x_p}{x_K} - 0,02 \right), \quad (9)$$

где 27,016 – 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/м³ объём его с учётом определяют:

$$W_{хб} = \frac{G_{хб}}{\rho_{хб}}. \quad (10)$$

Объём воды для приготовления кислотного раствора:

$$W_в = W_p - W_K - \sum W_{реаг}. \quad (11)$$

Порядок приготовления кислотного раствора

Наливают в мерник 25,54 м³, добавляют к воде 0,1 м³ ингибитора В-2, 1,998 м³ уксусной кислоты; 37,5 м³ соляной товарной кислоты. Полученный раствор тщательно перемешивают, измеряют его плотность ареометром. При правильной дозировке плот-

ность должна соответствовать заданной концентрации при температуре замера. Значение ρ_p можно рассчитать по формуле:

$$W_K = \frac{W_p \cdot \rho_p \cdot (\rho_p - 999)}{\rho_K \cdot (\rho_K - 999)}, \quad (12)$$

где ρ_K – плотность товарной кислоты при 15 °С ($\rho_K = 1139 \text{ кг/м}^3$).

$$\rho_K = \frac{999}{2} + \sqrt{\left(\frac{999}{2}\right)^2 + \rho_K \cdot (\rho_K - 999) \cdot \frac{W_K}{W_p}}. \quad (13)$$

Если замеряемая плотность больше расчётной, в раствор добавляют воду, если меньше, то товарную кислоту. Обычно корректировка не требуется, если нет грубых ошибок в расчётах или в дозировке, так как возможные погрешности при расчётах меньше, чем ошибка при замере плотности ареометром.

Затем добавляют в раствор 72 кг хлористого бария, хорошо перемешивают, через 5 минут после этого добавляют 51 л 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.

Обработка скважины

В процессе подготовительных работ скважина промыта и заполнена нефтью.

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_2 плотностью 1200 кг/м^3 .

Объём закачиваемого бланкета составляет:

$$V_{бл} = 0,785 \cdot D^2 \cdot h_{бл}. \quad (14)$$

Для получения 1 м^3 раствора CaCl_2 плотностью 1200 кг/м^3 требуется 540 кг CaCl_2 и $0,66 \text{ м}^3$ воды. Для изоляции нижнего интервала необходимо $540 \times 0,38 = 205 \text{ кг CaCl}_2$ и $0,66 \times 0,38 = 0,25 \text{ м}^3$ воды. Транспортировка бланкета осуществляется продавкой нефтью в объёме выкидной линии длиной 20 м с внутренним диаметром $d_v = 0,062 \text{ м}$ и НКТ длиной 1841,8 м.

Объём выкидной линии:

$$V_v = 0,785 \cdot d_v^2 \cdot L_v. \quad (15)$$

Объём 1 м НКТ:

$$V_{НКТ} = 0,785 \cdot d^2 \cdot L_{НКТ}. \quad (16)$$

Объём нефти для продавки бланкета:

$$V = V_v + V_{НКТ} \cdot L. \quad (17)$$

Трубы приподнимают, устанавливая башмак на глубине 1831,8 м, размещают и обвязывают оборудование.

Закачивают кислотный раствор в объёме выкидной линии, насосно-компрессорных труб и ствола скважины от башмака НКТ до кровли пласта:

$$V_K = V_v + V_{НКТ} \cdot (L_{НКТ} - h_{бл}) + 0,785 \cdot (D^2 - d_1^2) \cdot (h - h_{бл}). \quad (18)$$

Приток вызывают свабированием или с помощью компрессора, производится обработка 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:

$$p_{вн} = p_{заб} - p_{ж} + p_{тр}, \quad (19)$$

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:

$$p_{заб} = p_{пл} + q \cdot 10^{-3} \cdot \frac{86400}{K}, \quad (20)$$

где $p_{пл}$ – пластовое давление, МПа; q – объёмный расход, л/мин.; K – коэффициент приёмистости скважины, м³/(сут. × МПа).

Гидростатическое давление столба продавочной жидкости определяется по формуле:

$$p_{ж} = \rho \cdot g \cdot (L - h_{бл}), \quad (21)$$

где ρ – плотность продавочной жидкости, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с²; L – длина НКТ, м; $h_{бл}$ – высота blankets, м.

Потери давления на трение рассчитывается по формуле:

$$p_{тр} = \frac{\lambda \cdot v^2 \cdot \rho \cdot L}{2 \cdot d}, \quad (22)$$

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

$$v = \frac{q \cdot 10^{-3}}{0,785 \cdot d^2}; \quad (23)$$

λ – коэффициент гидравлического сопротивления:

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}; \quad (24)$$

Re – число Рейнольдса:

$$Re = \frac{v \cdot d \cdot \rho}{\mu}, \quad (25)$$

где μ – динамическая вязкость продавочной жидкости, Па × с.

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

$$q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (p_k - p_{заб})}{\mu \cdot \left(\ln \left(\frac{R_k}{r_{скв}} \right) + S_0 + \Delta S \right)}, \quad (26)$$

где k – проницаемость пласта, м²; h – толщина пласта, м; p_k – давление на контуре питания зоны дренирования, Па; $p_{заб}$ – забойное давление, Па; μ – динамическая вязкость жидкости, Па · с; R_k – радиус зоны дренирования, м; $r_{скв}$ – радиус скважины, м; S_0 – скин-эффект до СКО; ΔS – изменение скин-эффекта в результате СКО.

По результатам проведённых исследований найдем продолжительность эффекта солянокислотной обработки t :

$$\begin{aligned} q(t) &= q_1 \\ q_1 &= q_2 \cdot e^{-\alpha \cdot t}, \end{aligned} \quad (27)$$

$$t = \frac{\ln\left(\frac{q_1}{q_2}\right)}{\alpha} = \frac{\ln\left(\frac{103,5}{42,2}\right)}{0,0027} = 332 \text{ сут.} \quad (28)$$

Таким образом, продолжительность эффекта СКО составила 332 сут. В таблице 3 приведена эффективность СКО.

Таблица 3 – Эффективность СКО

№ скважины	Дебит	м ³ /сут.	тонн/сут.	K _{пр} , м ³ /сут.	kh/μ, Дсм/спз
71	до СКО	42,2	35,87	16,67	22,34
	после СКО	103,5	87,975	66,67	89,34

Выводы

Кислотное воздействие на пласт является наиболее востребованным методом интенсификации в нефтегазодобыче. Для каждого объекта подбирается метод, учитывающая геолого-физические особенности и литолого-минералогический состав конкретного месторождения.

Перед проведением кислотной обработки необходимо исследовать скважину и подобрать оптимальный состав технологической жидкости для данного месторождения. Ведь успешность проведения процесса во многом зависит от качества кислотного состава.

Также необходимо применение кислотных составов, содержащих химические добавки, которые соответствуют конкретным условиям и обеспечивают оптимальную глубину проникновения активного реагента. Такой подход позволяет повысить эффективность кислотной обработки и избежать отрицательных последствий.

Литература

1. Булатов А.И. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление : в 2 т. : учеб. пособие / А.И. Булатов, Г.В. Кусов, О.В. Савенок. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2011. – Т. 1–2.
2. Булатов А.И. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 т. : учеб. пособие / А.И. Булатов, О.В. Савенок. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2013–2014. – Т. 1–4.
3. Булатов А.И. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 т. / А.И. Булатов, О.В. Савенок – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2012–2015. – Т. 1–4.
4. Булатов А.И. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин / А.И. Булатов, О.В. Савенок, Р.С. Яремийчук. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 576 с.
5. Варламов П.С. Пластоиспытательное оборудование для гидродинамических исследований пластов нефтяных и газовых скважин / П.С. Варламов [и др.]. – Уфа : Уфимский полиграфкомбинат, 2004. – 620 с.
6. Ладенко А.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений / А.А. Ладенко, О.В. Савенок. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
7. Попов В.В. Геоинформатика нефтегазовых скважин / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
8. Савенок О.В. Проектирование кислотной обработки пласта / О.В. Савенок, А.В. Лаврентьев, Д.А. Березовский. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2014. – 86 с.
9. Савенок О.В. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин / О.В. Савенок, Ю.Д. Качмар, Р.С. Яремийчук. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
10. Савенок О.В. Разработка нефтяных и газовых месторождений / О.В. Савенок, А.А. Ладенко. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
11. Савенок О.В. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин : монография / О.В. Савенок [и др.]. – М.; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
12. Савенок О.В. Проектирование разработки нефтяных месторождений : учеб. пособие. – Ухта : Издательство Ухтинского государственного технического университета, 2021.
13. Березовский Д.А. Техника и технология проведения кислотного гидравлического разрыва пласта / Д.А. Березовский, А.Л. Яковлев, Г.В. Кусов // 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.
14. Березовский Д.А. Анализ проведения солянокислотной обработки скважин на Средне-Макарихинском месторождении / Д.А. Березовский, Г.В. Кусов, О.В. Савенок // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 30–38.
 15. Березовский Д.А. Определение расчётных показателей процесса солянокислотной обработки в скважине № 23 Южно-Шапкинское месторождения : в 2 ч. / Д.А. Березовский, Г.В. Кусов // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2. – Ч. 1. – С. 76–87.
 16. Дроздов А.А. Анализ результатов солянокислотных обработок призабойной зоны пласта на добывающих скважинах Салюкинское месторождения / А.А. Дроздов, О.В. Савенок // 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. Кардашев С.А. Анализ результативности и совершенствование технологий предотвращения отложения парафинов на оборудовании скважин Печоро-Кожвинского нефтегазоконденсатного месторождения / С.А. Кардашев, О.В. Савенок // Инновационные технологии в производстве строительных материалов и конструкций. Сборник научных трудов Международного симпозиума (27–28 ноября 2020 года, г. Ташкент). – Ташкент : Министерство строительства Республики Узбекистан, Ташкентский архитектурно-строительный институт, 2020. – С. 298–305.
 18. Кязимов Ф.К. оглы. Экспериментальные исследования кислотного воздействия на неоднородные пласты : в 2 ч. / Ф.К. оглы Кязимов, С.Д. кызы Рзаева, Г.Д. Тулешева // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2. – Ч. 1. – С. 210–215.
 19. Нешков А.И. Анализ проведения солянокислотной обработки скважин Северо-Хоседаюского нефтяного месторождения / А.И. Нешков, О.В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2021. – № 2. – С. 172–185.
 20. Радзиевский Г.А. Анализ результатов проведения очистки призабойной зоны солянокислотным раствором на добывающих скважинах Хасырейского месторождения / Г.А. Радзиевский, О.В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2021. – № 1. – С. 292–305.
 21. Савенок О.В. Нефтеотдача пласта и пути её увеличения / О.В. Савенок, Л.Г. Кусова // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2018. – № 03(6). – С. 97–120. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2018/03/31.PDF>
 22. Свалов А.М. Патент РФ № 2579039. Способ разработки низкопроницаемых нефтегазовых пластов. Дата подачи заявки: 24.04.2015. Дата публикации патента: 27.03.2016. Патентообладатели: А.М. Свалов, В.Г. Григулецкий

References

1. Bulatov A.I. Asphalt-resin-paraffin deposits and hydrate formation: warning and removal : in 2 vol. : textbook / A.I. Bulatov, G.V. Kusov, O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South LLC, 2011. – Vol. 1–2.
2. Bulatov A.I. Workshop on the discipline «Completion of oil and gas wells»: in 4 vol. : textbook / A.I. Bulatov O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South LLC, 2013–2014. – Vol. 1–4.
3. Bulatov A.I. Overhaul of oil and gas wells : in 4 vol. / A.I. Bulatov, O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South LLC, 2012–2015. – Vol. 1–4.
4. Bulatov A.I. Scientific foundations and practice of oil and gas well development / A.I. Bulatov, O.V. Savenok, R.S. Yaremiyчук. – Krasnodar : Publishing House – South LLC, 2016. – 576 p.
5. Varlamov P.S. Reservoir testing equipment for hydrodynamic studies of oil and gas well formations / P.S. Varlamov [et al.]. – Ufa : Ufa polygraph plant, 2004. – 620 p.
6. Ladenko A.A. Theoretical foundations for the development of oil and gas fields/A.A. Ladenko, O.V. Savenok. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
7. Popov V.V. Geoinformatics of oil and gas wells / V.V. Popov [et al.]. – Novocherkassk : Publishing house «Lik», 2018. – 292 p.
8. Savenok O.V. Acid Treatment Design / O.V. Savenok, A.V. Lavrentiev, D.A. Berezovsky. – Krasnodar : Publishing House – South LLC, 2014. – 86 p.
9. Savenok O.V. Oil and gas engineering during well development / O.V. Savenok, Yu.D. Kachmar, R.S. Yaremiyчук. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
10. Savenok O.V. Development of oil and gas fields / O.V. Savenok, A.A. Ladenko. – Krasnodar : Ed. FSBOU VO KubSTU, 2019. – 275 p.

11. Savenok O.V. Environmental aspects in the construction of oil and gas wells : monograph / O.V. Savenok [et al.]. – M.; Vologda : Infra-Engineering, 2021. – 652 p.
12. Savenok O.V. Oil field development design : training manual. – Ukhta : Publishing house of Ukhta State Technical University, 2021.
13. Berezovsky D.A. Acid hydraulic fracturing technique and technology / D.A. Berezovsky, A.L. Yakovlev, G.V. Kusov // Collection of articles of the scientific and information center «Knowledge» 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 and Information Center «Knowledge», 2017. – Part 2. – Page 25–40.
14. Berezovsky D.A. Analysis of hydrochloric acid treatment of wells at the Sredne-Makarikhinskoye field / D.A. Berezovsky, G.V. Kusov, O.V. Savenok // Bulatov-sky readings. – 2017. – Vol. 2. – P. 30-38.
15. Berezovsky D.A. Determination of calculated parameters of the process of hydrochloric acid treatment in well № 23 of the Yuzhno-Shapkinsky field : in 2 vol. / D.A. Berezovsky, G.V. Kusov // Bulatovsky readings. – 2018. – Vol. 2. – Part 1. – P. 76–87.
16. Drozdov A.A. Analysis of the results of hydrochloric acid treatment of the bottomhole zone at the production wells of the Salyukinsky field / A.A. Drozdov, O.V. Savenok // Abstract of the 75th International Youth Scientific Conference «Oil and Gas – 2021» (April 26-30, 2021, Moscow). – M. : Russian State University of Oil and Gas named after I.M. Gubkin, 2021.
17. Kardashev S.A. Performance analysis and improvement of technologies for preventing the deposition of paraffins on well equipment of the Pechoro-Kozhvinsky oil and gas condensate-satin field / S.A. Kardashev, O.V. Savenok // Innovative technologies in the production of building materials and structures. Collection of scientific works of the International Symposium (November 27–28, 2020, Tashkent). Tashkent: Ministry of Construction of the Republic of Uzbekistan, Tashkent Institute of Architecture and Construction, 2020. – P. 298–305.
18. Kyazimov F.K. oglu. Experimental studies of the acid effect on heterogeneous formations : in 2 vol. / F.K. oglu Kyazimov, S.D. Kyzy Rzaev, G.D. Tuleshev // Bulatov readings. – 2018. – Vol. 2. – Part 1. – P. 210–215.
19. Neshkov A.I. Analysis of hydrochloric acid treatment of wells of the North-Khosedayuskoye oil field / A.I. Neshkov, O.V. Savenok // Science. Technology. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2021. – № 2. – P. 172–185.
20. Radzievsky G.A. Analysis of the results of cleaning the bottomhole zone with hydrochloric acid solution at the production wells of the Khasyreyskoye field / G.A. Radzievsky, O.V. Savenok // Science. Technology. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2021. – № 1. – P. 292–305.
21. Savenok O.V. Nefteotdacha formation and ways to increase it / O.V. Savenok, L.G. Kusova // Bulletin of Student Science of the Department of Information Systems and Programming. – 2018. – № 03(6). – P. 97–120. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2018/03/31.PDF>
22. Svalov A.M. Patent of the Russian Federation No. 2579039. Method for development of low-permeability oil and gas reservoirs. Application Date: 24.04.2015. Patent publication date: 27.03.2016. Patent holders: A.M. Svalov, V.G. Griguletsky.