

рассчитывается примерно также, как и после кислотной обработки или ГРП (см. гл. 4).

Эффективность торпедирования для очистки перфорационных отверстий определяют путем сравнения дебитов скважины (коэффициентов продуктивности) до и после торпедирования.

При оценке результатов проведенных работ необходимо, чтобы величины забойных давлений были одинаковыми.

ГЛАВА 4

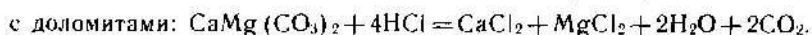
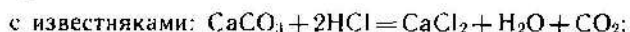
ХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ СКВАЖИН

КИСЛОТНЫЕ ОБРАБОТКИ

НАЗНАЧЕНИЕ И УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК

Назначение соляной кислоты HCl — растворение карбонатных пород (известняков и доломитов, слагающих продуктивные отложения), карбонатных породообразующих минералов, а также привнесенных в пласт загрязняющих частиц.

Уравнения химической реакции соляной кислоты с карбонатными породами следующие:



Полученные в результате реакции хлористый кальций CaCl_2 и хлористый магний MgCl_2 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%-й концентрации. Применение большей концентрации не рекомендуется из-за сильной коррозии и возможности растворения гипса с последующим закупориванием пласта. Применение кислотного раствора слабой концентрации требует приготовления большого объема раствора.

Ниже приводятся геологические условия. Концентрация соляной кислоты при солянокислотных обработках:

8—10% — для песчаников с карбонатным цементом;

10—12% — для карбонатной породы высокой проницаемости при низком пластовом давлении;

12—15% — для карбонатной породы низкой проницаемости при высоком пластовом давлении.

Смесь плавиковой (фтористоводородной) кислоты HF с соляной кислотой (глинокислота или грязевая кислота) предназначается для воздействия на песчаники, в составе которых имеется глинистый цемент, а также для удаления глинистой корки со стенок скважины и фильтрата глинистого раствора, попавшего в поры пласта во время бурения или

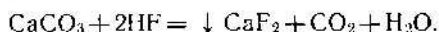
глушения скважины. Уравнение химической реакции плавиковой кислоты (составной части глиноукислоты) с каолином (вид глины) следующее:



Эта реакция идет быстро и в основном определяет эффект воздействия на породу, загрязненную глинистым материалом.

Глиноукислоту нельзя применять для воздействия на карбонатные породы и песчаники с большим количеством карбонатного цемента, так как при этом образуется слизистый осадок фтористого кальция CaF_2 , закупоривающий поры пород.

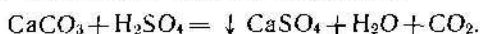
Уравнение химической реакции плавиковой кислоты с карбонатом кальция следующее:



Уксусная кислота CH_3COOH добавляется в соляную кислоту для замедления скорости растворения карбонатной породы. Это обеспечивает более глубокое внедрение в поры породы еще активного раствора соляной кислоты. Уксусная кислота также предотвращает выпадение в осадок гидрата оксида железа $\text{Fe}(\text{OH})_3$, растворяет карбонатную породу, хотя и в меньшей степени (в 1,64 раза), чем соляная кислота. Учитывая это, а также высокую стоимость, основное назначение уксусной кислоты сводится к стабилизации раствора соляной кислоты от выпадения железистых осадков и замедлению скорости реакции кислоты с породой.

Концентрированная серная кислота H_2SO_4 предназначена для воздействия на песчаники. При этом снижается вязкость нефти за счет теплоты, выделяющейся в процессе смешения серной кислоты с водой, и увеличивается производительность скважины. При смешении серной кислоты с нефтью образуется ПАВ, что также способствует улучшению притока нефти из пласта в скважину.

Серную кислоту не рекомендуется применять для воздействия на карбонатные породы, так как при их взаимодействии образуется нерастворимый в воде сульфат кальция CaSO_4 . Уравнение химической реакции серной кислоты с карбонатной породой следующее:



При температуре пласта ниже 70°C сульфат кальция выпадает в осадок в виде гипса $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$.

Концентрированная (98%) серная кислота не реагирует с металлом, но разбавление ее водой приводит к увеличению коррозии.

Угольную кислоту H_2CO_3 применяют для воздействия на породы, содержащие карбонаты кальция и магния, а также асфальто-смолистые осадки.

ТИПЫ КИСЛОТ И ИХ СВОЙСТВА

Соляная кислота HCl — бесцветный водный раствор хлористого водорода с резким запахом, в присутствии железа или хлора слабо окра-

шена в желтовато-зеленый цвет. Соляная кислота активна и растворяет с выделением водорода все металлы, расположенные в ряду активности до водорода.

Для нужд нефтяной промышленности заводы-изготовители поставляют абгазовую соляную кислоту (ТУ6-01-714-77) и синтетическую соляную кислоту техническую (ГОСТ 857-78). Массовая доля хлористого водорода в соляной кислоте должна составлять (не менее):

ТУ6-01-714-77 — 22% (марка А) и 20% (марка Б);

ГОСТ 857-78 — 35% (марка А) и 31,5% (марка Б).

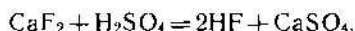
Содержание железа в соляной кислоте не должно превышать 0,015% (ГОСТ 857-78) и 0,03% (ТУ6-01-714-77).

Содержание серной кислоты — не более 0,005% (ГОСТ 857-78).

В абгазовой соляной кислоте (марка Б, второй сорт) по ТУ6-01-714-77 содержится до 1% HF. Поэтому для воздействия на карбонатные породы используется абгазовая соляная кислота марки А или марки Б первого сорта. Абгазовая кислота марки Б второго сорта пригодна только для приготовления глиноуксусы. Плотность ингибированной соляной кислоты с содержанием HCl 22% (ТУ6-01-714-77) 1154—1188 кг/м³, температура замерзания минус 58° С. Скорость коррозии стали марки Ст 3 в соляной кислоте 10%-й концентрации при температуре 20° С составляет 7 г/м²·ч.

Товарную соляную кислоту заводы-изготовители поставляют в гуммированных стальных цистернах.

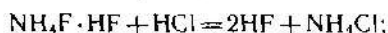
Плавиковая кислота HF — водный раствор фтористого водорода (при температуре выше 19° С — бесцветный газ с резким запахом, ниже 19° С — легкоподвижная жидкость). Получают HF действием концентрированной серной кислоты на фтористый кальций (флюорит):



Заводы-изготовители поставляют техническую плавиковую кислоту по ТУ 608-236-77 с содержанием HF не менее 30%, кремнефтористоводородной кислоты H₂SiF₆ не более 8% и H₂SO₄ не более 2,5%. Температура замерзания плавиковой кислоты с концентрацией HF 30% минус 35° С.

Плавиковая кислота поставляется в эбонитовых сосудах вместимостью 20 л или в полиэтиленовых бутылках. Стекло и керамика разлагаются плавиковой кислотой. Поэтому сосуды из этих материалов нельзя использовать даже для кратковременного хранения плавиковой кислоты. Продукт пожаро- и взрывоопасен, токсичен. При попадании на кожу вызывает сильные ожоги, пары обладают раздражающим действием. Скорость коррозии глиноуксусы, содержащей 10% HCl и 5% HF, при температуре 20° С составляет 43,1 г/м²·ч.

Для удобства транспортирования и хранения и безопасности работы на промыслах плавиковую кислоту получают из БФА (NH₄F·HF + NH₄F) непосредственно в процессе приготовления рабочего раствора глиноуксусы по следующей химической реакции:





При этом количество соляной кислоты увеличивается из-за необходимости предварительного образования плавиковой кислоты.

Бифторид-фторид аммония БФА — твердое кристаллическое бесцветное вещество плотностью 1010 кг/м^3 при 25°C . Растворимость БФА в воде при различных температурах следующая:

Температура, $^\circ\text{C}$	Растворимость, г/100 г
0	71,9
10	74,1
20	82,6
30	88,8
60	111
80	118

БФА транспортируют и хранят в двойных мешках (полиэтиленкрафт-бумага) или в бочках с внутренней полиэтиленовой оболочкой. БФА относительно дешев, его токсичность невысокая.

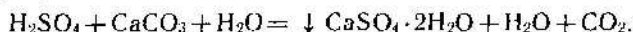
Уксусная кислота CH_3COOH — бесцветная жидкость с резким запахом и кислым вкусом, хорошо растворимая в воде. Плотность уксусной кислоты при температуре 20°C составляет 1049 кг/м^3 , температура затвердевания при 98%-й концентрации 17°C , температура кипения — 118°C . Уксусная кислота относится к слабым кислотам.

Для приготовления рабочих растворов при СКО используют кислоту уксусную синтетическую, а также кислоту уксусную лесохимическую, техническую, очищенную (ГОСТ 6968-76).

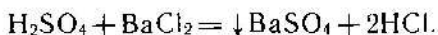
Концентрация уксусной кислоты для стабилизации раствора соляной кислоты от выпадения гидрата оксида железа зависит от содержания железа в нем и составляет:

Содержание железа в растворе кислоты, %.....	0,01—1	0,1—0,3	0,3—0,5
Концентрация CH_3COOH , %	1	1,5	2—3

В уксусной кислоте, используемой для обработки скважин, примесь серной кислоты должна соответствовать норме. Излишняя примесь серной кислоты в рабочем растворе соляной кислоты приводит к образованию гипса, закупоривающего поры породы:



Для удаления серной кислоты добавляют 0,02–0,05% хлористого бария BaCl_2 :



После длительного отстоя осадок BaSO_4 удаляется. Поскольку хлористый барий в концентрированной соляной кислоте растворяется плохо, то осаждение и удаление серной кислоты проводят в уже приготовленной для закачивания в скважину кислоте с концентрацией HCl не более 15%.

Безводная серная кислота — бесцветная маслянистая жидкость, гигроскопичная, хорошо смешивается с водой, выделяя при этом большое количество тепла. Застывает в кристаллическую массу при 10°C .

Товарная концентрированная кислота содержит около 98% H_2SO_4 и имеет плотность 1840 кг/м³. Ее поставляют в стеклянных бутылках вместимостью 20—30 л. Бутылки закрывают притертыми пробками, тщательно упаковывают в ивовые корзины или прочные деревянные обрешетки, горловину бутылки и пробку обертывают пеньковой тканью и обвязывают. К бутылке прикрепляют деревянную бирку с указанием завода-изготовителя, названия продукта, сорта, даты изготовления, номера партии, массы, ГОСТ. На каждой обрешетке или корзине должен быть прикреплен красный ярлык: «Берегись ожога».

По согласованию с потребителем серная кислота может поставляться в железнодорожных цистернах или контейнерах со специальным огнупорным покрытием или футеровкой.

Угльная кислота (углекислота) H_2CO_3 — очень слабая и непрочная двухосновная кислота. Образуется при растворении диоксида углерода CO_2 в воде.

Жидкую углекислоту перевозят в изотермических цистернах (обеспечивают постоянство температуры за счет теплоизоляции) вместимостью 2000 кг, установленных на автоприцепе. Теплоизоляция цистерны обеспечивает хранение жидкой углекислоты в течение 10 суток при температуре воздуха 35° С.

ТИПЫ ИНГИБИТОРОВ И ИХ СВОЙСТВА

Ингибиторы — вещества, замедляющие скорость коррозии металлов. Поэтому ингибирование растворов кислот является необходимой операцией при любой кислотной обработке и предназначается для защиты от преждевременного коррозионного износа подземного и наземного оборудования скважин: эксплуатационных колонн, НКТ, фильтров скважин, емкостей хранения и передвижных емкостей, насосных агрегатов, линий обвязки. Ингибиторам коррозии предъявляются следующие требования: снижение скорости коррозии металла в 25 раз и более при малых концентрациях и невысокой стоимости;

хорошая растворимость в используемых кислотах;

невозможность выпадения в осадок после взаимодействия кислоты с карбонатами (нейтрализации);

невозможность образования осадков с продуктами реакции кислоты.

На промыслах применяется целый ряд ингибиторов, различающихся защитными свойствами. Если защитные свойства того или иного ингибитора недостаточны, то используют комбинацию ингибиторов. В табл. 11 приведены сведения о дозировке и защитных свойствах ингибиторов и их смесей, применяемых для различных пластовых температур.

Формалин — водный раствор, содержащий 37% формальдегида $\text{CH}_2=\text{O}$ — прозрачная жидкость плотностью 1106 кг/м³ с резким запахом, со временем мутнеет вследствие выпадения белого осадка параформальдегида, особенно при отрицательной температуре. Поэтому для его хранения нужно отапливаемое помещение. Из-за небольшого защитного свойства применение формалина при СКО не рекомендуется.

Таблица 11

Свойства ингибиторов

Ингибитор	Оптимальное дозирование, % объема раствора кислоты	Остаточное коррозионное действие кислоты с ингибитором, %	Кратность снижения коррозии	Пластовая температура, °С
Формалин	0,6—0,8	14—12	7—8	20—40
Уникол ПБ-5	0,25—0,5	3,4—2,4	31—42	»
Катапин-А	0,05—0,1	2,1—1,5	48—67	»
Катапин-К	0,05—0,1	2,3—1,7	43—59	»
Катамин-А	0,05—0,1	2,7—2,6	37—38	»
Уротропин	0,2—0,25	14—12	7—8	»
И-1-А + уротропин	(0,1 + 0,2) — (0,4 + 0,8)	—	30—55	До 87
И-1-А + уротропин + иодистый калий	0,4 + 0,8 + 0,01	—	40	До 130

Уникол ПБ-5 — липкая темно-коричневая жидкость плотностью 1100 кг/м³. Полностью растворяется в соляной кислоте, но не растворяется в воде, особенно в сильно минерализованной. Поэтому в порах пласта после завершения реакции кислоты с породой выпадают очень объемистые осадки липкой органической массы. Это отрицательно влияет на проницаемость пород и снижает эффективность СКО. Поэтому рекомендуется применение уникола ПБ-5 при дозировке 0,05—0,1%. При этом коррозия снижается в 15—22 раза.

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

Катапин-К отличается от катапина-А только уменьшенным количеством углерода. Защитные свойства несколько хуже, чем катапина-А.

Катамин-А — также катионоактивное ПАВ, его защитные свойства хуже, чем катапина-А и катапина-К.

Уротропин технический (CH₂)₆N₄ — продукт взаимодействия аммиака с формальдегидом, бесцветные кристаллы, растворяется в воде, органических растворителях. Защитные свойства такие же, как у формалина. Поэтому оба реагента — и формалин, и уротропин — могут служить резервными на случай отсутствия высокоактивных реагентов.

Реагент И-1-А — побочный продукт процесса синтеза и представляет собой смесь нескольких веществ.

Реагент УФЭ₈ — неионогенное ПАВ, обладает определенными защитными свойствами. При дозировке УФЭ₈ 0,1—0,3% кратность снижения коррозии составляет всего 11—14. Поэтому самостоятельно может применяться только при отсутствии более активных ингибиторов.

По согласованию с потребителем кислота может поставляться заводом-изготовителем с введенным в нее ингибитором.

Применение поверхностно активных веществ при солянокислотных работах. Функции ПАВ при СКО не ограничиваются только защитой метал-

ла от коррозии. Добавление ПАВ к рабочему раствору кислоты обеспечивает также более полное удаление из пласта отработанной кислоты и продуктов реакции за счет снижения поверхностного натяжения на границе «нефть — отработанный раствор соляной кислоты», а также за счет гидрофобизации (гидрофобность — свойство поверхности тела не смачиваться водой) поверхности породы пласта.

При проведении СКО в нефтяных добывающих скважинах рекомендуется применять катионоактивные ПАВ: катапин-А, катамин-А, марвелан-КО, карбозолин-О. Из анионоактивных ПАВ можно применять Са-Дс. Этот реагент способствует наиболее сильному снижению поверхностного натяжения на границе «нефть — отработанный раствор соляной кислоты», но обладает слабым защитным действием от коррозии металла.

Добавление ПАВ к растворам кислот при проведении СКО в водонагнетательных скважинах разрезающих рядов в нефтяной части пласта также способствует снижению поверхностного натяжения на границе «нефть — отработанный раствор соляной кислоты». В то же время ПАВ должно способствовать наиболее полному отмыванию нефти с поверхности породы и рассеванию ее за пределами ПЗП, т. е. гидрофилизации (гидрофильность — свойство поверхности тела смачиваться водой) поверхности породы пласта.

При СКО в водонагнетательных скважинах рекомендуется применять неионогенные ПАВ (табл. 12): ОП-10, УФЭ₈, тержитол, реагенты 4411, 4422.

Таблица 12

Дозирование ПАВ в растворы кислот

ПАВ	Доля ПАВ в 1 м ³ первой половины раствора кислоты		Необходимость ингибитора
	%	кг	
Катапин-А	0,3	3	Ингибитор не нужен
Катамин-А	0,3	3	То же
Карбозолин-О	0,5	5	»
Марвелан-КО	0,5	5	Ингибитор желателен
Са-Дс	0,3	3	Ингибитор обязателен
УФЭ ₈	0,3	3	Ингибитор желателен
ОП-10	0,3	3	Ингибитор обязателен

Примечание. Для 1 м³ второй половины раствора кислоты доля любого ПАВ составляет 0,1% или 1 кг.

ТЕХНИКА И ОБОРУДОВАНИЕ ПРИ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТКАХ

Техника, применяемая при кислотных обработках, подвергается коррозии. Чтобы предотвратить преждевременный износ, она должна быть соответствующим образом подготовлена.

К технике кислотных обработок относятся: оборудование кислотной базы, установки насосные, устьевая арматура, кислотовозы.

Кислотная база располагается недалеко от железнодорожной линии и объектов обработки. К базе подводится тупиковая железнодорожная ветка для подвоза кислоты и других вспомогательных материалов. На кислотной базе принимают, хранят различные товарные кислоты и готовят смеси путем добавления в кислоты ингибиторов, ПАВ и других реагентов.

Если для обработки скважины требуется рабочий раствор кислоты в количестве, меньшем или равном объему цистерны кислотовоза, то рабочий раствор полностью готовится на кислотной базе: разбавляется водой и ингибируется. При использовании больших объемов рабочего раствора кислоты на кислотной базе производится только смешение кислот и их ингибирование, а разбавление водой до необходимой концентрации производится на скважине.

Концентрированные товарные кислоты хранят в металлических резервуарах вместимостью 25,50 и 100 м³. Для предотвращения коррозионного разрушения металла внутренние поверхности резервуаров гуммируют: наносят специальное резиновое, эбонитовое или полужебонитовое покрытие. Применяют также футеровку, т. е. внутреннюю поверхность резервуаров облицовывают. Внутренние поверхности железнодорожных цистерн, в которых перевозятся кислоты, защищают нанесением обычным краскораспылителем трех слоев стойкой эмали и двух слоев химически стойкого лака. При отсутствии перечисленных выше материалов на внутреннюю поверхность резервуаров наносят слой из расплавленной смеси асфальта, озокерита и канифоли. Иногда ограничиваются двух-трехкратной обмазкой поверхности резервуаров горячим нефтяным битумом.

Наружную поверхность емкостей кислотной базы покрывают химически стойкими эмалями в три слоя и химически стойким лаком в два слоя. При отсутствии таких эмалей наружную поверхность в два слоя покрывают обычными масляными или эмалевыми красками для металла.

Площадку под кислотную базу планируют таким образом, чтобы кислота из железнодорожных цистерн в емкости поступала самотеком, а при перекачивании кислоты из емкостей в кислотовозы или другие емкости смешения насосы могли находиться под наливом.

На территории кислотной базы также располагаются склады для хранения вспомогательных материалов (часть складов должна быть утеплена) и лабораторный пункт для проведения анализов кислот и их растворов.

Установки насосные

Установки насосные УНЦ1-160×500 К (Азинмаш-30А) и УНЦ2-160×500 предназначена для перевозки и закачивания в скважину различных жидкостей при кислотной обработке ПЗП (табл. 13).

Установка УНЦ1-160×500 К для солянокислотной обработки ПЗП состоит из цистерны, имеющей два отсека, трубопровода и трехплунжерного насоса высокого давления, приводимого в движение двигателем автомобиля КрАЗ-257 Б1А (грузоподъемность 12 т).

Внутренние стенки цистерны гуммированы, каждый отсек имеет поплав-

Таблица 13

Технические характеристики насосных установок

Характеристика	УНЦ1-160×500 К	УНЦ2-160×500
Вместимость цистерны, м ³	6	
Перевозимая жидкость	Раствор ингибированной соляной кислоты в смеси с плавиковой и уксусной кислотами	Неагрессивная жидкость
Нагнетаемая жидкость	Раствор ингибированной соляной кислоты	Углекислота и перевозимая неагрессивная жидкость
Шифр насоса	5НК-500	
Наибольшее давление, МПа	50	
Наибольший расход, л/с	17,1	
Диаметр сменных плунжеров, мм	100 и 120	
Диаметр (условный проходной) трубопроводов, мм: приемного	100	
нагнетательного	50	
Вспомогательный трубопровод: условный проходной диаметр, мм	50	
общая длина, м	23,5	
Размеры, мм:		
длина	9850	9600
ширина	2630	2630
высота	3000	3100
Масса без груза, кг	14630	14810

ковые указатели уровня. Трубы, по которым соляная кислота поступает в насос, также гуммированы.

Трехплунжерный насос 5НК-500 укомплектован двумя сменными плунжерами разного диаметра, чтобы обеспечить нужные величины давления и расхода. По приемным и нагнетательным трубопроводам жидкость может выкачиваться из любого отсека цистерны и из любой другой емкости. По трубопроводам цистерну можно заполнять водой из водоводов.

Приемный коллектор с одной стороны соединен с обоими отсеками цистерны, а с другой стороны присоединен к приемному трубопроводу для забора

жидкости со стороны. На нагнетательном трубопроводе насоса имеется два пробковых крана, один из которых служит для сброса давления. Второй кран и предохранительный клапан со срезным стержнем расположены на рабочей части нагнетательного трубопровода.

Установкой управляют из кабины автомобиля.

Установка УНЦ2-160×500 отличается от установки УНЦ1-160×500 К, во-первых, наличием центробежного насоса 4К-6 с наибольшим давлением 1 МПа и расходом 37,5 л/с. Назначение насоса — создание подпора рабочей жидкости на приеме насоса 5НК-500 при продавливании углекислоты в пласт. Насос 4К-6 также приводится в движение от двигателя автомобиля. Во-вторых, для перевозки жидкой углекислоты массой 9000 кг и подачи ее в насосную установку имеется автоцистерна АЦИ-9, смонтированная на полуприцепе ЧМЗАП-5524А-П и транспортируемый седельным тягачом КрАЗ-258.

Установка насосная АКПП-500 предназначена для перевозки и нагнетания жидкостей при солянокислотной обработке ПЗП.

Установка состоит из трехшунтового горизонтального насоса 5НК-500, цистерны, приемного, нагнетательного и вспомогательного трубопроводов и другого оборудования, смонтированного на шасси автомобиля КрАЗ-255 Б грузоподъемностью 7,5 т. Насос приводится в движение от двигателя автомобиля.

На раме за насосом установлена цистерна вместимостью 3 м³ для перевозки соляной кислоты. Внутренняя поверхность цистерны гуммирована, в ней имеется поплавковый указатель уровня.

На нагнетательной линии насоса имеется манометр, предохранительный клапан со срезным стержнем и запорная арматура. В комплект установки АКПП-500 входит также кислотовоз КП-6,5. Он предназначен для перевозки раствора ингибированной соляной кислоты 8—21%-й концентрации (допускается добавка до 5% плавиковой и 2% уксусной кислоты от объема соляной кислоты) и подачи ее на прием насосной установки или в другие резервуары. Кислотовоз состоит из цистерны, центробежного насоса вакуумной системы и трубопровода, смонтированных на шасси автомобиля КрАЗ-255Б.

Центробежный насос 3Х-98-3-51 имеет расход 0,8—1,7 л/с и давление до 0,35 МПа, приводится в движение от двигателя автомобиля. Вакуумная система высотой всасывания 7 м предназначена для заполнения насоса перекачиваемой жидкостью перед началом его работы.

Цистерна кислотовоза гуммированная, состоит из двух отсеков по 3 м³ каждый и оснащена поплавковым указателем уровня.

Кислотовоз КП-6,5 комплектуется цистерной ЦПК-6 вместимостью также

Таблица 14

Техническая характеристика комплекта насосной установки

Характеристика	АКПП-500	КП-6,5	ЦПК-6
Габариты, мм			
длина	8645	8645	7696
ширина	2750	2750	2500
высота	3760	3286	2950
Масса без груза, кг	16050	13210	4593

6 м³, установленной на шасси автомобильного прицепа МАЗ-8926 (табл. 14). Цистерна имеет наливной трубопровод диаметром 100 мм с пробковым кра-ном и сливной трубопровод диаметром 50 мм с секторным краном.

Приготовление раствора соляной кислоты

В плане на проведение СКО указывается концентрация (массовая доля) соляной кислоты в рабочем растворе. Для приготовления раствора концент-рированная соляная кислота разбавляется водой на кислотной базе или на скважине. Количество товарной кислоты и воды определяется расчетным путем исходя из плотностей товарной концентрированной кислоты и раствора кислоты в воде запланированной концентрации для обработки скважины. Расчетные данные приведены в табл. 15.

Пример использования табл. 15. Для обработки скважины нужно приготовить 10%-й рабочий раствор кислоты. На кислотной базе или скважине имеется товарная концентрированная кислота 27%-й концентрации. Нужно определить количество кис-лоты и воды для приготовления 10%-го раствора. Для этого от цифры 27 проводим горизонтальную, а от цифры 10 — вертикальную линии. На пересечении двух линий находим: для приготовления 1000 л 10%-го рабочего раствора кислоты нужно 370 л товарной кислоты и 630 л воды.

Из реагентов, используемых для приготовления рабочих растворов соляной кислоты, только уксусная и плавиковая кислоты могут сильно

Таблица 15

Расчетные количества (в л) кислоты (числитель) и воды (знаменатель) для приготовления 1000 л раствора кислоты запланированной концентрации

Исходная концентрация товарной кислоты, %	Запланированная концентрация кислоты				
	8 %	10 %	12 %	15 %	20 %
16	500	625	750	935	—
	500	375	250	65	—
17	470	590	705	885	—
	530	410	295	115	—
18	445	556	670	835	—
	555	444	330	165	—
19	420	526	635	790	—
	580	474	365	210	—
20	400	500	600	750	—
	600	500	400	250	—
21	382	477	570	715	952
	618	523	430	285	48
22	362	455	546	685	909
	638	545	454	315	91
23	348	435	520	652	870
	652	565	480	348	130
24	334	417	500	625	833
	666	583	500	375	167

Исходная концентрация товарной кислоты, %	Запланированная концентрация кислоты				
	8 %	10 %	12 %	15 %	20 %
25	320	400	480	600	800
	680	600	520	400	200
26	308	385	462	575	769
	692	615	538	425	231
27	296	370	444	556	741
	704	630	556	444	259
28	286	357	429	536	714
	714	643	571	464	286
29	272	345	408	510	680
	728	655	592	490	320
30	263	329	395	493	658
	737	671	605	507	342
31	255	318	382	478	637
	745	682	618	522	363
32	247	309	370	463	617
	753	691	630	537	383
33	238	298	357	446	599
	762	702	643	554	401
34	231	289	347	434	578
	769	711	653	566	422
35	225	281	337	421	562
	775	719	663	579	438

Таблица 16

Расчетные данные для определения количества (в л) уксусной кислоты в 1000 л раствора соляной кислоты

Запланированная концентрация уксусной кислоты в растворе соляной кислоты, %	Концентрация товарной уксусной кислоты на кислотной базе, %	Раствор соляной кислоты концентраций		
		10%	15%	20%
3	60	49,1	50,5	51,5
	70	41,6	42,8	43,6
	80	36,6	37,7	38,4
	90	32,7	33,6	34,2
4	60	65,5	67,4	68,6
	70	55,5	57,1	58,1
	80	48,8	50,2	51,2
	90	43,6	44,8	45,6
5	60	81,9	84,2	85,8
	70	69,4	71,3	72,7
	80	61,0	62,8	64,0
	90	54,5	56,0	57,1

изменить концентрацию соляной кислоты в рабочем растворе из-за значительного их объема. Поэтому в приведенном выше примере количество воды должно быть уменьшено на объемы уксусной и плавиковой кислот.

Количество уксусной и плавиковой кислот определяют расчетным путем, исходя из запланированных концентраций этих кислот в растворах соляной кислоты также запланированных концентраций и исходя из концентраций товарных уксусной и плавиковой кислот, имеющихся на базе (табл. 16, 17).

Таблица 17

Расчетные данные для определения количества (в л) плавиковой кислоты в 1000 л раствора соляной кислоты

Запланированная концентрация плавиковой кислоты в растворе глиноукислоты, %	Концентрация товарной плавиковой кислоты на кислотной базе, %	Раствор соляной кислоты концентраций		
		8%	10%	12%
3	40	68	68,6	69,3
	50	53,2	53,7	54,2
	60	41,9	42,3	42,7
4	40	90,6	91,5	92,4
	50	70,9	71,6	72,2
	60	55,8	56,4	56,9
5	40	113,3	114,4	115,5
	50	88,6	89,4	90,3
	60	69,8	70,5	71,1
6	40	135,9	137,3	138,6
	50	106,3	107,3	108,3
	60	83,8	84,6	85,4

Таблица 18

Расчетные данные для приготовления 100 л глиноукислоты

Запланированная концентрация соляной кислоты, %	Запланированная концентрация плавиковой кислоты, %	Содержание компонентов в 100 л раствора глиноукислоты			
		БФА, кг	Соляная кислота		
			для разложения БФА, %	запланированной концентрации, %	всего, %
10	2	3,3	2,5	10,0	12,5
	3	5,0	3,6	10,0	13,6
	4	6,7	5,0	10,0	15,0
	5	8,4	6,0	10,0	16,0
	6	10,0	7,0	10,0	17,0
	8	13,3	9,5	10,0	19,5
	10	16,8	12,0	10,0	22,0
12	2	3,3	2,5	12,0	14,5
	3	5,0	3,6	12,0	15,6
	4	6,7	5,0	12,0	17,0
	5	8,4	6,0	12,0	18,0
	6	10,0	7,0	12,0	19,0
	8	13,3	9,5	12,0	21,5
	10	16,8	12,0	12,0	24

Если для приготовления раствора глиноукислоты применяется БФА, то концентрацию соляной кислоты берут более высокой. Это объясняется необходимостью растворения фторида аммония. В табл. 18 в качестве примера приведены расчетные данные о количестве БФА (содержащего 56% общего фтора и 23% фтористого водорода) для приготовления 100 л глиноукислоты по запланированным концентрациям плавиковой кислоты и 10%-й концентрации соляной кислоты. Из табл. 18 видно, что для приготовления 100 л глиноукислоты с концентрацией соляной кислоты 10% и плавиковой кислоты 4% необходимо 6,7 кг БФА растворить в растворе соляной кислоты 15%-й концентрации. Далее, в зависимости от концентрации товарной соляной кислоты, имеющейся на базе, раствор соляной кислоты с концентрацией 15% можно готовить по данным табл. 15.

При приготовлении рабочих растворов соляной кислоты надо придерживаться следующего порядка добавления различных реагентов: вода — ингибиторы коррозии — стабилизаторы (уксусная и плавиковая кислоты) — товарная соляная кислота — хлористый барий — интенсификатор (ПАВ).

ВИДЫ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК

На промыслах применяют следующие кислотные обработки: кислотные ванны, простые кислотные обработки, кислотные обработки под давлением (в том числе с применением нефтекислотных эмульсий), термокислотные и термогазохимические обработки, пенокислотные и термопенокислотные обработки, гидроструйные кислотные обработки, кислотоструйные обработки, обработки глиноукислотой, углекислотные обработки, обработки сульфаминовой кислотой и др.

Кислотные ванны

Кислотные ванны — наиболее простые кислотные обработки и предназначены для очистки стенок скважины и забоя от остатков цементной и глинистой корок, продуктов коррозии, смолистых веществ, парафина и т. д. Такая очистка способствует увеличению зоны охвата пород раствором кислоты и предупреждает образование отложений в порах пород при последующих обработках.

Кислотные ванны в основном устанавливают в скважинах, в которых продуктивный пласт не закреплен обсадной колонной, т. е. в скважинах с открытым стволом. Рекомендуемая концентрация соляной кислоты составляет 15—20%. Если кислотные ванны устанавливают в обсаженных скважинах, то концентрация кислоты не должна превышать 12%. Объем раствора для установки кислотной ванны определяют исходя из полного перекрытия обрабатываемого интервала от подошвы до кровли (табл. 19).

Перед кислотной ванной необходимо очистить стенки скважины и забой. Хотя кислотная ванна предназначена для очистки стенок скважины, но специальная предварительная очистка способствует максимальному удалению цементной корки. Все это предупреждает образование осадков и сохраняет активность кислоты.

Таблица 19

Типовые составы раствора кислоты

Компонент	Содержание компонентов (в %) в растворах			
	I	II	III	IV
Соляная кислота	20	20	15	15
Катапин-А	0,3	—	—	—
Уксусная кислота	—	—	3,0	3,0
Реагент В-2	—	—	0,2	—
Марвелан-КО	—	0,5	0,5	0,5
Ингибитор И-1-А	—	—	—	0,4

Цементная корка снимается проработкой открытого ствола в интервале обработки с помощью расширителя, механического или гидромониторного скребка. Если стенки скважины не требуют очистки, то забойная пробка удаляется обычной промывкой. При подготовке скважины определяют также статический уровень и величины пластового давления.

Необходимое условие установления кислотной ванны — присутствие раствора кислоты в интервале обработки, для чего разработаны определенные технологические приемы 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 ее из пласта) технологический процесс осуществляется следующим образом (рис. 11).

Насосно-компрессорные трубы (НКТ) спускают до забоя и поддерживают циркуляцию воды до устойчивого перелива ее из затрубного пространства (см. рис. 11, а).

При открытом затрубном пространстве в НКТ закачивают расчетное количество раствора кислоты (см. рис. 11, б), а затем без остановки — продавочную жидкость — воду (см. рис. 11, в). После закачивания продавочной жидкости в объеме, равном объему НКТ (см. рис. 11, г), закрывают задвижки в НКТ и выкиде затрубного пространства, и скважина оставляется на реагирование на 16—24 ч (точный срок устанавливают для каждого месторождения опытным путем 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.

В нефтяных добывающих скважинах, находящихся в эксплуатации, для обратной промывки в затрубное пространство закачивают нефть. Жидкость из НКТ принимается в емкость и замеряется. Объем этой жидкости сравнивается с объемом продавочной жидкости, использованной во время установления ванны. Количество выдавленного из скважины отработанного раствора кислоты сравнивают с количеством закачанного в скважину раствора кислоты.

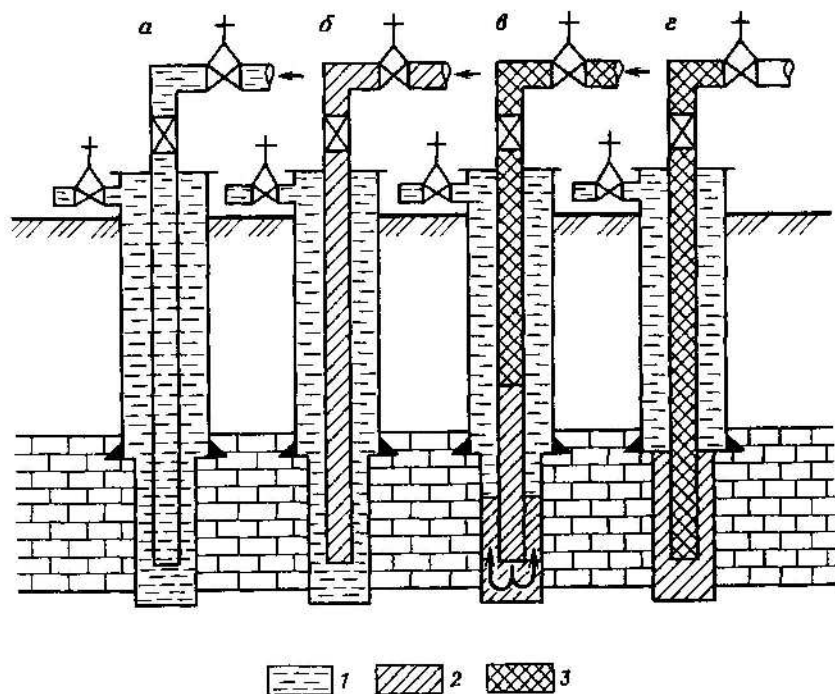


Рис. 11. Технологические схемы (а — г) установления кислотной ванны:

1 — вода, 2 — кислота, 3 — продавочная жидкость

В скважинах с низким пластовым давлением, в которых трудно восстановить циркуляцию жидкости при промывке, забой очищают желонкой.

В водонагнетательных скважинах в качестве продавочной и промывочной жидкостей используют воду.

При установлении кислотной ванны в скважинах газовых и газоконден-

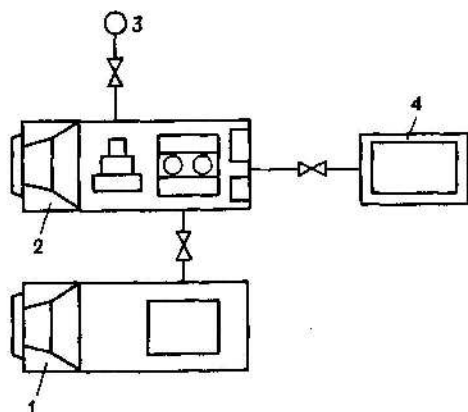


Рис. 12. Примерная схема обвязки наземного оборудования при установлении кислотной ванны:

1 — кислотомер; 2 — установка насосная (или агрегат); 3 — скважина; 4 — резервуар с продавочной жидкостью

сатных месторождениях отработанный раствор кислоты и продукты реакции удаляют газовым потоком путем открытия задвижки на устье скважины.

Примерная схема обвязки оборудования при установлении кислотной ванны приведена на рис. 12.

Простые кислотные обработки

Простые кислотные обработки применяются наиболее часто для растворения привнесенных в пласт загрязняющих материалов, а также для увеличения размеров поровых каналов за счет растворения карбонатной породы.

Простые кислотные обработки применяют как в скважинах с открытым стволом, так и в обсаженных (табл. 20).

Таблица 20

Типовые составы растворов кислот для простых кислотных обработок карбонатных пород

Компоненты	Содержание компонентов (в %) в растворах					
	I		II		III	
	1-я половина	2-я половина	1-я половина	2-я половина	1-я половина	2-я половина
Соляная кислота	20 <u>15</u>	20 <u>15</u>	20 <u>15</u>	20 <u>15</u>	15 <u>15</u>	15 <u>15</u>
Каталин-А	0,5 <u>0,3</u>	0,1 <u>0,1</u>	—	—	—	—
(функции: ПАВ + ингибитор)						
Марвслан-КО	—	—	0,8 <u>0,5</u>	0,2 <u>0,1</u>	0,5 <u>0,5</u>	0,1 <u>0,1</u>
(функции: ПАВ + ингибитор для раствора II; ПАВ для раствора III)						
Ингибитор В-2	—	—	—	—	0,3 <u>0,2</u>	0,3 <u>0,2</u>
Уксусная кислота	—	—	—	—	5,0 <u>3,0</u>	5,0 <u>3,0</u>

Концентрацию рабочего раствора кислоты считают равной 15—20%. Объемы раствора кислоты для простых обработок в расчете на 1 м толщины открытого ствола или интервала перфорации зависят от проницаемости пород (табл. 21).

Таблица 21

Количество раствора кислоты (в л) для 1 м толщины пласта

Обработка	Породы	
	малопроницаемые	высокопроницаемые
Первичная	400—600	600—1000
Вторичная	600—1000	1000—1500

Простые кислотные обработки пластов песчаников и алевролитов предназначены для растворения продуктов коррозии (в водонагнетательных скважинах) и кальцитовых отложений (в нефтедобывающих скважинах) (табл. 22). Кальцит выделится из пластовых вод при эксплуатации скважин и откладывается в трубах, на фильтре (в интервале перфорации), забос, иногда и в призабойной зоне. Простые кислотные обработки применяются также для растворения карбонатов в терригенной породе, когда их содержание составляет 25% и более.

Таблица 22

**Типовые составы растворов кислоты
для простых обработок терригенных пород**

Компонент	Содержание компонентов (в %) в растворах					
	для водонагнетательных скважин			для нефтедобывающих скважин		
	I	II	III	I	II	III
Соляная кислота	15	12	12	15	15	12
Уксусная кислота	3	3	3	—	—	2
Ингибиторы:						
Катапин-А	0,05	—	—	—	—	—
В-2	—	0,3—0,4	—	—	0,3	—
Уротропин	0,2	—	0,4	—	—	0,4
И-1-А	—	—	0,2	—	—	0,2
ПАВ:						
ОП-10	0,3	0,2	0,2	—	—	—
Марвелан	—	—	—	—	0,5—0,3	0,5—0,3
Катапин-А	—	—	—	0,2	—	—

Концентрацию рабочего раствора кислоты при обработке терригенных пород принимают равной 12—15%. Рекомендуемые объемы раствора кислоты на 1 м толщины пласта следующие:

100—150 л — при обработке поверхности ствола скважины и приставольной части призабойной зоны пласта;

750—1000 л — при обработке призабойной зоны и системы трещин в скважинах, находящихся в освоении после бурения;

1500—2000 л — при обработке призабойной зоны и системы трещин во время эксплуатации скважин.

Подготовка скважины к проведению простой кислотной обработки заключается в тщательной очистке забоя и стенок скважины.

Если простая кислотная обработка проводится после кислотной ванны, то для подготовки скважины достаточно промыть забойную пробку с использованием растворов ПАВ или нефти.

Для очистки забоя скважины от больших уплотненных забойных пробок из карбонатных пород и глинистых материалов можно использовать промывку с помощью сильной струи раствора кислоты. Для этого в скважину на НКТ спускают наконечник с соплами с направлением струи вниз. На устье к НКТ подсоединяется грязевый шланг. Благодаря этому во время закачивания раствора кислоты НКТ постепенно допускают до забоя.

Подготовка водонагнетательных скважин сводится к свабированию (гидросвабированию) с последующей прямой и обратной промывкой (свабирование — вид поршневания с помощью специального поршня (сваба), состоящего из нескольких резиновых манжет, клапана и перфорированного патрубка и спускаемого в скважину на стальном канате диаметром 16 или 19 мм). Для этого в скважину спускают НКТ с проверкой каждой трубы шаблоном. Поршень (сваб) спускают под уровень жидкости в НКТ на 75—150 м.

Перед проведением простой кислотной обработки в скважине проводят исследования с целью определения ее продуктивности, то есть дебита на 1 МПа депрессии на пласт. Для этого определяют статический и динамический уровни, пластовое и забойное давление.

Технология простой кислотной обработки заключается в следующем (рис. 13).

В нефтяную добывающую скважину через НКТ закачивают нефть, в водонагнетательную — воду до устойчивого переливания через отвод затрубного пространства (см. рис. 13, а).

При открытом затрубном пространстве вслед за нефтью или водой в НКТ закачивают раствор кислоты в объеме НКТ и затрубного пространства от нижнего конца НКТ до верхней границы обрабатываемого пласта или интервала перфорации (см. рис. 13, б).

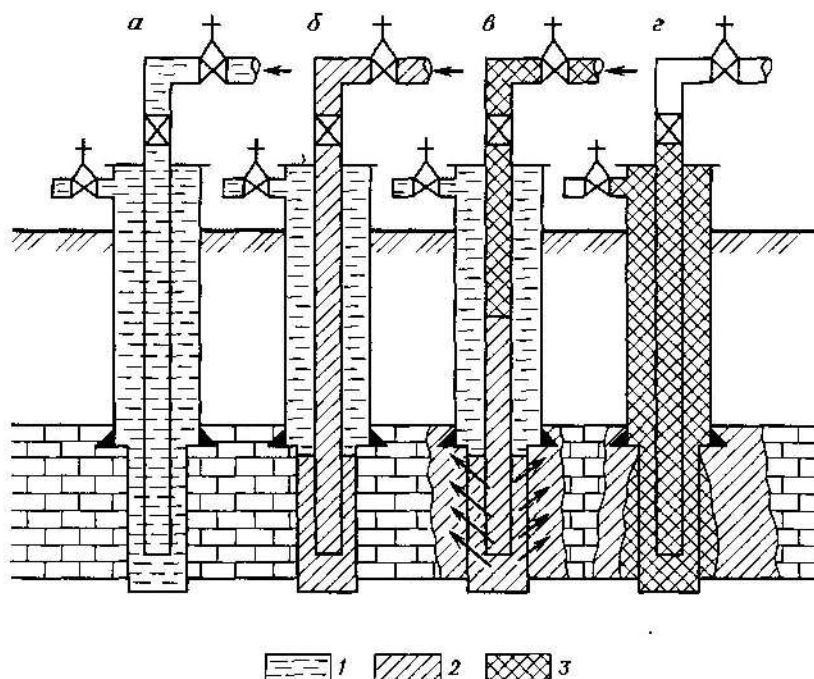


Рис. 13. Технологические схемы (а — г) проведения простой кислотной обработки:
1 — вода, 2 — кислота, 3 — производная жидкость

Закрывают затрубное пространство, продолжают закачивать оставшуюся часть раствора кислоты, а затем — продавочную жидкость (рис. 13, а). После продавливания всего раствора в пласт закрывают устье и скважину оставляют на реагирование (см. рис. 13, з).

Если планом работ предусматривается оставление раствора кислоты для реагирования с поверхностью карбонатных пород в открытом стволе, то количество продавочной жидкости берут равным объему слущенных в скважину НКТ. Если планируется задивливание всего раствора кислоты в пласт, то количество продавочной жидкости берут равным объему НКТ и затрубного пространства в интервале обработки (см. рис. 13, з).

При обработке обсаженных скважин рекомендуется задивливание всего раствора кислоты в пласт без оставления его в обсадной колонне.

При первичных обработках для более полного охвата всей толщины пласта рекомендуемое давление продавливания раствора кислоты составляет 8—10 МПа. При последующих обработках стремятся к максимально возможному увеличению скорости продвижения раствора кислоты по пласту для достижения наиболее глубокого проникновения его от ствола скважины в породу. Скорость продавливания увеличивают, повышая давления нагнетания насосной установки.

При обработке малопроницаемых карбонатных пород рекомендуют несколько ограничить скорость продавливания раствора кислоты для более полного охвата толщины обрабатываемого пласта и исключения его разрыва.

Ориентировочно рекомендуют следующие сроки выдерживания растворов кислоты на забое скважины: при оставлении раствора кислоты в открытом стволе от 8—12 до 24 ч в зависимости от степени предварительной очистки поверхности ствола и забоя и проведения после нее кислотной ванны; если весь раствор кислоты продавливается в пласт, то до 2 ч при температуре на забое 15—30° С и 1—1,5 ч при температуре на забое 30—60° С; при более высоких температурах выдерживание не рекомендуют.

В водонагнетательных скважинах по истечении времени реагирования

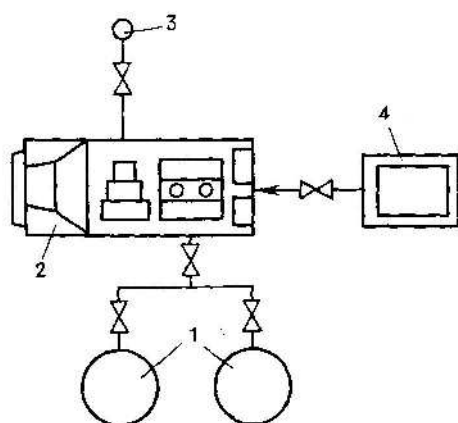


Рис. 14. Примерная схема обозначки наземного оборудования при простой кислотной обработке:

1 - резервуары для раствора кислоты; 2 - установка насосная; 3 - скважина; 4 - резервуар с продавочной жидкостью

производят прямую и обратную промывки забоя для удаления продуктов реакции.

При обработке карбонатных пород, когда продавочный жидкостью является нефть, после очистки забоя скважину сразу вводят в эксплуатацию.

При обработке карбонизированных песчаников, когда продавочной жидкостью является вода, рекомендуют удалять ее из НКТ одним из эффективных в конкретных условиях способов, например, применением пенных систем.

В поглощающих скважинах, в которых невозможно добиться циркуляции жидкости при промывке, наилучшие результаты могут быть достигнуты с применением ПКО.

Примерная схема обвязки оборудования при простых кислотных обработках приведена на рис. 14. В этой схеме использование емкостей вместо кислотовоза обусловлено большим объемом раствора кислоты.

Кислотные обработки под давлением

Кислотные обработки под давлением предназначены в основном для воздействия на малопроницаемые интервалы пласта. Для этого предварительно ограничивают приемистость высокопроницаемых интервалов путем закачивания высоковязкой эмульсии типа «кислота в нефти». Кроме того, полезную работу выполняет и кислота, входящая в состав эмульсии. Нейтрализация этой кислоты происходит намного медленнее, чем нейтрализация чистого раствора кислоты.*За счет этого обеспечивается более глубокая обработка кислотой высокопроницаемых интервалов. Исключения поглощения раствора кислоты высокопроницаемыми интервалами можно добиться и с помощью пакера типа ПРС.

Кислотные обработки под давлением увеличивают охват толщины продуктивного пласта воздействием раствора кислоты и применяются в нефтяных добывающих, водонагнетательных и газовых скважинах как с открытым забоем, так и обсаженных.

При применении этого вида кислотной обработки должны приниматься меры по предотвращению образования каналов связи с соседним водонасыщенным пластом. Для этого необходимо правильно обосновать величину давления задавливания раствора кислоты в пласт.

Выбор объема раствора кислоты при проведении кислотной обработки под давлением аналогичен выбору объема раствора кислоты при простых кислотных обработках. Однако рекомендуют учитывать следующие факторы.

Малопроницаемые интервалы продуктивных пластов, особенно чисто карбонатных, чаще всего сложены тонкопористыми породами. Поэтому для воздействия на них нужен меньший объем раствора кислоты, чем для пород с высокой проницаемостью и пористостью. Кроме того, в тонкопористых породах скорость реакции раствора кислоты с породой очень высокая. Таким образом, скорость и давление закачивания раствора кислоты могут быть недостаточными для сохранения кислотной активности при движении раствора по порам для воздействия на определенное расстояние.

Поэтому рекомендуют применять меньший объем кислоты, но с повышенной концентрацией раствора кислоты — до 16 и даже до 20%. Следует также учитывать уменьшение требуемого объема кислоты в связи с перекрытием части продуктивного пласта высоковязкой нефтекислотной эмульсией.

Для определения поглощающей способности обрабатываемого пласта вообще и интервала наибольшего поглощения в частности, скважины можно исследовать глубинными расходомерами. Суть исследований заключается в том, что при закачивании нефти в нефтяную добывающую и воды — в водонагнетательную скважину записывается профиль приемистости пласта. Теперь, исходя из установленной толщины наибольшей приемистости пласта, пористости пород и расчетного радиуса распространения эмульсии, определяют количество нефтекислотной эмульсии. Количество же чистого раствора кислоты определяют исходя из оставшейся толщины (с малой приемистостью) пласта как при простых кислотных обработках.

Основными свойствами нефтекислотной эмульсии являются вязкость и стабильность. Эти свойства зависят от состава эмульсии, характеристики нефти, способа приготовления эмульсии и т. д.

Наилучшие результаты получают при использовании нефтекислотных эмульсий, содержащих 70—80% соляной кислоты.

Для приготовления качественных эмульсий применяют высоковязкие нефти с небольшим содержанием асфальтосмолистых веществ. Такие эмульсии обычно готовят в бункерах цементировочных агрегатов путем длительного и тщательного перемешивания компонентов. Наиболее просто эмульсии образуются с высокосмолистыми нефтями. Такие эмульсии готовят более простым способом путем одновременного прокачивания кислоты и нефти через штуцер диаметром 6—12 мм.

Если для приготовления эмульсии используются легкие нефти (плотность 650—870 кг/м³), то к ним добавляют присадки, способствующие образованию эмульсии, например, окисленный мазут, кислый газойль (часть нефти с пределами выкипания 250—400° С применяется как дизельное топливо и сырье при нефтепереработке).

Для предотвращения разложения эмульсии при высоких температурах используют следующие термостойкие эмульгаторы: диаминдиолеат (паста светло-желтого цвета со специфическим запахом, хорошо растворяется в нефти и нефтепродуктах), амины (вязкая жидкость коричневого цвета, плотность 802 кг/м³, повышенной токсичности, также хорошо растворяется в нефти и нефтепродуктах), алкиламиды (воскообразное вещество светло-желтого цвета, плотность 1060 кг/м³).

Перед приготовлением эмульсии эмульгаторы растворяют: амины — в нефти и нефтепродуктах (керосин, дизтопливо), алкиламиды — в соляной кислоте 20—25%-ной концентрации в течение 20—30 мин, а затем кислоту разбавляют до необходимой концентрации.

При необходимости дополнительного ингибирования соляной кислоты в нее добавляют технический уротропин из расчета 11 кг на 1000 л кислоты.

Рекомендуются следующие составы эмульсий:

60% раствора кислоты 13%-ной концентрации, 39% нефти, 1% алкиламидов;

10% раствора кислоты 15%-й концентрации, 29,75% нефти, 0,25% аминов;

60% раствора кислоты 15%-й концентрации, 39,5% нефти, 0,5% аминов.

Стабильность указанных эмульсий сохраняется в течение 1—4 ч.

Подготовка скважины к проведению кислотной обработки под давлением аналогична подготовке к простым кислотным обработкам, т. е. стенки скважины и забой должны быть очищены от материалов, растворение которых в кислоте при ее нейтрализации может вызвать образование осадков.

После этого в скважину на НКТ спускают пакер с якорем. Если скважина имеет открытый ствол, то пакер устанавливают на 2—5 м выше башмака обсадной колонны, в случае обсаженной скважины — на 2—5 м выше верхних отверстий перфорации.

Определяют герметичность посадки пакера. Для этого при непосаженном пакере затрубное пространство через НКТ заполняют нефтью (в нефтяных добывающих скважинах) или водой (в водонагнетательных скважинах). Затем производят посадку пакера и закачивают в НКТ жидкость под давлением не ниже 8—10 МПа. При этом одновременно определяют и приемистость пласта, что позволяет уточнить необходимость применения нефtekислотной эмульсии.

Рассмотрим процесс приготовления эмульсии с помощью цементировочного агрегата ЦА-320М, соединенного с основной установкой УНЦ1-160×500К (Азинмаш — 30А) для закачивания готовой эмульсии в скважину (рис. 15).

В одну половину бункера агрегата 6 закачивают нефть в требуемом количестве, затем с помощью водяного насоса 8 агрегата начинают перекачивать нефть в другую половину бункера 6. После установления циркуляции нефти в первую половину бункера начинают подавать раствор кислоты малыми порциями из емкостей 2. В результате интенсивного перемешивания раствора кислоты с нефтью образуется эмульсия. Основным насо-

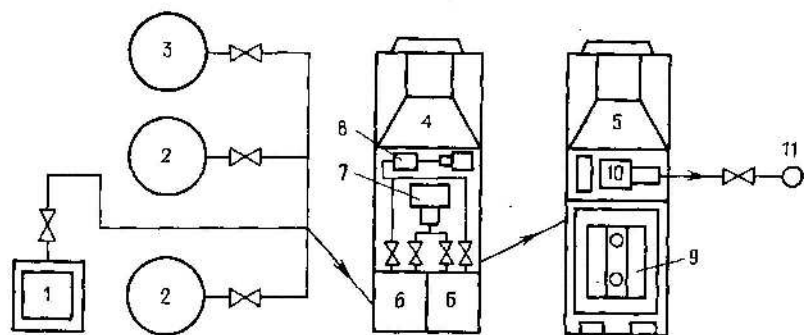


Рис. 15. Примерная схема обвязки наземного оборудования при кислотной обработке под давлением:

1 - передвижная емкость для кислоты; 2 - стационарная емкость для кислоты; 3 - емкость для нефти; 4 - цементировочный агрегат; 5 - установка насосная УНЦ1-160×500К (Азинмаш-30А); 6 - бункеры; 7 - основной насос; 8 - водяной насос; 9 - резервуар; 10 - насос; 11 - скважина

сом 7 агрегата образованная эмульсия перекачивается из второй половины бункера вновь в первую. Одновременно в эту половину бункера продолжает поступать раствор кислоты до требуемого объема. Перекачивание жидкости продолжается до получения эмульсии требуемой вязкости, измеряемой вискозиметром. Если приготовленный объем эмульсии окажется меньше запланированного, то уже готовую эмульсию сливают в емкость 3 и цикл приготовления новой порции эмульсии повторяют.

Приготовленную эмульсию в объеме НКТ и подпакерного пространства при открытом затрубном пространстве и непосаженном пакере закачивают в скважину 11 насосом 10 установки 5. Затем сажают пакер и продолжают закачивание оставшегося объема приготовленной эмульсии. Из-за возможности возникновения больших гидравлических сопротивлений (повышение устьевое давление) эмульсию можно закачивать на небольшой скорости.

После подачи в скважину запланированного объема эмульсии без перерыва начинают закачивать раствор кислоты насосом 10 установки 5 в объеме НКТ на той же скорости, что и при закачивании эмульсии. Темп закачивания остального объема раствора кислоты резко повышают до предельно возможного (не более величины гидроразрыва).

Вслед за раствором кислоты, не снижая давления, в скважину закачивают нефть в нефтяной добывающей, воду — в водонагнетательной скважинах. Закрывают кран на цементировочной головке (или другой устьевой арматуре) и оставляют скважину до полного спада давления или установления постоянной его величины.

Для первых обработок с применением эмульсий рекомендуется следующее время выдерживания: при температуре забоя 15—30° С — 3 ч; при температуре 30—80° С — около 2 ч; при температуре 80° С и более время выдерживания не планируется, а скважину сразу вводят в эксплуатацию. По истечении времени выдерживания раствора кислоты (при обработке без использования эмульсии) или эмульсии и раствора кислоты из скважины извлекают НКТ с пакером, производят промывку как и при простой кислотной обработке и скважину вводят в эксплуатацию.

В процессе дальнейшего проведения кислотных обработок время выдерживания кислоты на забое скважин уточняется следующим образом.

Через 3—4 ч после окончания задавливания раствора кислоты в пласт открывают трубное пространство и разряжают давление. При этом продавочная жидкость из НКТ переливается в специальную емкость. Если через 3—4 ч давление на устье упадет до нуля, то жидкость из скважины откачивают или путем закачивания пены или глубинным насосом. При этом на поверхности отбирается 8—10 проб для определения остаточной активности раствора кислоты, не входившего в эмульсию, то есть основного раствора кислоты. После того как будет извлечен весь объем продавочной жидкости и отработанного раствора кислоты из скважины, в нее спускают кислотостойкий пробоотборник и по поднятой пробе определяют остаточную активность кислоты в составе эмульсии.

Термокислотные обработки

При термокислотной обработке продуктивный пласт подвергается воздействию дважды в одном технологическом процессе: сначала ТХВ, а затем простой кислотной обработкой или обработкой под давлением.

Термохимическое воздействие (ТХВ) — воздействие на забой и призабойную зону пласта горячей кислотой, получаемой за счет выделения тепла при реакции между кислотой и магнием.

Термокислотные обработки предназначены для растворения парафиновых и асфальто-смолистых отложений, для образования каналов растворения в доломитах, для интенсивного растворения загрязняющих материалов в скважинах после окончания бурения, для очистки фильтра водонагнетательных скважин от продуктов коррозии и других загрязняющих материалов, трудно растворимых в холодной соляной кислоте и др.

Применение ТХВ целесообразно лишь на месторождениях с низкой температурой — от 15 до 40° С. ТХВ рекомендуют применять в основном в скважинах с открытым стволом, так как горячая кислота имеет высокую коррозионную активность, а ингибиторов для условий высокой температуры недостаточно.

Тепло, выделяемое при реакции кислоты с магнием, должно быть использовано для нагрева кислоты до температуры 90—100° С. Растворение магния, находящегося в реакционном наконечнике (специальная труба для зарядки магнием), происходит при прокачивании через него кислоты. Очень важно, чтобы после реакции с магнием выходящий из наконечника раствор кислоты имел значительную остаточную активность в отношении породы при достаточно высокой температуре. Поэтому стремятся использовать намного больший объем кислоты, чем необходимый для растворения 1 кг магния (около 19 л). В табл. 23 приведены данные о различных соотношениях количеств 15%-го раствора соляной кислоты и магния, обеспечивающих в результате реакции между собой увеличение температуры взятых объемов раствора кислоты на различные величины. Например, при растворении 1 кг магния 50 л раствора 15%-й соляной кислоты температура этих 50 л раствора увеличивается до 120° С. При растворении того же количества магния 120 л раствора кислоты температура раствора увеличивается всего до 50° С.

Таблица 23

Соотношение соляной кислоты и магния

Увеличение температуры, °С	Количество (в л) соляной кислоты 15%-й концентрации на количество магния (кг)					Остаточная концентрация соляной кислоты, %
	1	40	60	80	100	
120	50	2000	3000	4000	5000	9,6
100	60	2400	3600	4800	6000	10,5
85	70	2800	4200	5600	7000	11,0
75	80	3200	4800	6400	8000	11,4
60	100	4000	6000	8000	10000	12,2
50	120	4800	7200	9600	12000	12,7

Для обеспечения наилучших величин температуры раствора кислоты при выходе из реакционного наконечника и остаточной активности этого раствора рекомендуют также строго соблюдать режим прокачивания кислоты через наконечник. При очень медленном прокачивании раствора кислоты увеличивается время ее контакта с магнием, что приводит к большему увеличению температуры раствора, но и одновременному снижению остаточной активности кислоты.

При быстром прокачивании раствора кислоты через наконечник не растворится достаточное количество магния, и раствор не нагреется до запланированной температуры, хотя остаточная активность кислоты будет высокой.

Для забойных температур 20–30° С наилучшее количество 15%-ной соляной кислоты для растворения 1 кг магния равно 70–100 л. При этом расчетная температура на выходе из наконечника составит 75–80° С, а остаточная концентрация кислоты — 11–12,2%.

Увеличение пластового давления снижает скорость реакции между соляной кислотой и магнием.

Поэтому магний при пластовом давлении 3 МПа и более должен иметь наибольшую поверхность для более быстрого реагирования с кислотой. Для этих условий удовлетворяет магний в виде стружек. При низком (менее 3 МПа) пластовом давлении рекомендуют применение магния в виде стержней круглой, квадратной и других форм.

Для зарядки магния в виде стружек и стержней применяют реакционные наконечники двух конструкций. Например, наконечник для магниевых стружек состоит из наружной трубы длиной 6 м и диаметром 114 мм с 54 отверстиями диаметром 10 мм и внутренней трубы длиной 6 м и диаметром 38 мм с 140 отверстиями диаметром 4 мм. Магниевые стружки помещают между двумя трубами. Через НКТ, на которых спускается в скважину наконечник, и внутреннюю трубу наконечника прокачивают кислоту. Прореагировавшая с магнием кислота разогревается и через специальное отверстие в наружной трубе выбрасывается на поверхность ствола скважины. В нижней части наружной трубы имеется карман для установки термографа для записи изменения температуры горячей кислоты.

Реакционный наконечник для стержневого магния состоит из верхней трубы диаметром 114 или 73 мм (для обсадных колонн диаметром 168 или 146 мм). Длина верхней трубы зависит от количества и формы поперечного сечения загружаемого магния. В этой трубе происходит реакция между магнием и кислотой. Из верхней трубы горячая кислота поступает в нижнюю трубу через дырчатую пластинку — решетку, помещенную в муфтовом соединении между двумя трубами. Нижняя труба служит для выброса горячей кислоты на стенки ствола скважины. Для этого в нее ввинчены 16 nipples с конусообразным проходным каналом диаметром (на выходе из nipples) 3 мм. Nipples изготавливают из кислотоупорной стали. Нижний конец нижней трубы наглухо закрывается пробкой. В нижней части этой трубы устанавливается термограф. Изменяя длину нижней трубы можно изменять толщину обрабатываемого пласта.

Недостатком описанных выше реакционных наконечников является необходимость подъема НКТ, затем спуска и подъема наконечника на тех

же НКТ и спуска НКТ после обработки пласта. Поэтому применяют также вставной реакционный наконечник. Корпусом и одновременно реакционной камерой этого наконечника является НКТ диаметром 38 мм. На поверхности камера загружается магнием в форме круглых стержней. Длина камеры зависит от количества загружаемого магния. В верхней части камеры имеется 24 отверстия диаметром 8 мм для прохождения кислоты из НКТ во внутрь камеры. Наконечник спускается в скважину на штангах. Нижняя труба камеры оканчивается полым конусом. При посадке этого конуса на седло клапана глубинного насоса исключается возможность попадания кислоты в полость цилиндра насоса. В нижней части нижней трубы наконечника устанавливается пластина-решетка, через которую горячая кислота выбрасывается в фильтр насоса и далее на стенки ствола скважины. К нижнему концу конуса привинчивается труба-фильтр длиной 0,5 м, а к нему подсоединяется термограф.

Обычно рекомендуют применение наконечников вместимостью 40—100 кг магния, через которые прокачивают соответственно от 400 до 10 000 л соляной кислоты 15%-й концентрации для нагревания ее до 60° С. В зависимости от запланированной температуры могут прокачиваться и другие объемы кислоты.

Наилучшей формой магния являются прутки круглого сечения диаметром 20, 30 и 40 мм. Эти размеры позволяют удобно упаковывать стержни в пачки, обеспечивая наибольшую поверхность реагирования магния с кислотой.

Подготовка скважины к термохимической обработке заключается в чистке забойной пробки, определении динамического и статического уровней и учете наличия воды в скважине.

Присутствие пресной воды не вызывает осложнений, так как магний в ней разлагается незначительно. Если в скважине имеется даже небольшое количество пластовой соленой воды, то при контакте ее с магнием образуется гидрат оксида магния $Mg(OH)_2$. Поэтому перед термохимической обработкой надо полностью сменить пластовую воду на пресную в водонагнетательных скважинах и на нефть — в нефтяных добывающих скважинах. Для исключения поступления пластовой воды в скважину в процессе спуска наконечника необходимо эту воду оттеснить от ствола скважины продавкой пресной водой или нефтью.

Одна из схем обвязки наземного оборудования при термокислотной обработке приведена на рис. 16. В зависимости от запланированного объема раствора кислоты для обработки схема обвязки оборудования может меняться.

Технологический процесс термокислотной обработки осуществляется следующим образом.

Из скважины поднимаются НКТ. Реакционный наконечник загружается магнием в форме стержней или стружек в зависимости от скважинных условий. Если используется вставной наконечник, то из скважины извлекают только штанги с плунжером и конусом глубинного насоса. В этом случае НКТ на поверхность не поднимают, а путем их допуска устанавливают против интервала обработки.

Реакционный наконечник с термографом на колонне НКТ или на штангах

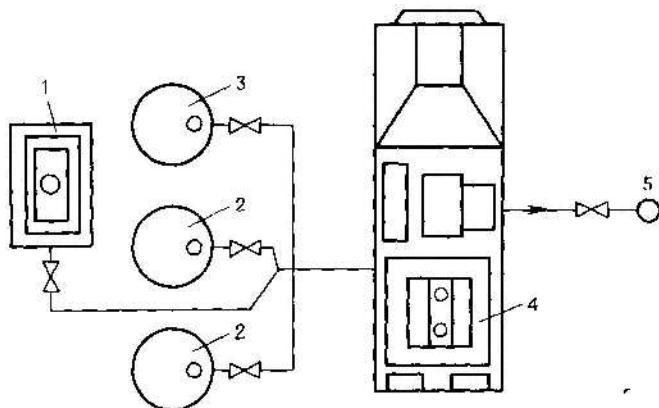


Рис. 16. Примерная схема обвязки наземного оборудования при термокислотной обработке:

1 — передвижная емкость для кислоты; 2 — стационарная емкость для кислоты; 3 — емкость для нефти или другой продавочной жидкости; 4 — установка насосная УН(1-160×500К (или агрегат ЦА320М); 5 — скважина

спускают в скважину и устанавливают в интервале обработки. Производят обвязку устья скважины с насосной установкой (агрегатом). В нагнетательную линию устанавливают расходомер.

Осуществляют подкачивание нефти в нефтяные добывающие скважины из расчета подъема уровня жидкости в скважине до такой глубины, чтобы обеспечить превышение забойного давления над пластовым на 1—2 МПа.

В скважину закачивают 15%-й раствор соляной кислоты для термохимического воздействия.

Как уже было сказано, обычно на 10 кг магния берут 1000 л раствора кислоты. Скорость закачивания раствора кислоты регулируют по показаниям расходомера.

После завершения подачи 15%-го раствора кислоты для термохимического воздействия закачивают остальную кислоту на максимальной производительности насоса. Объем и концентрацию этой кислоты определяют так же, как и при простых кислотных обработках.

Растворы кислот продавливают в пласт нефтью в нефтяных добывающих скважинах и водой в водонагнетательных скважинах на максимальной скорости. Объем продавочной жидкости берут равным объему спущенных в скважину НКТ. Время выдерживания растворов кислоты определяется как и при простых кислотных обработках.

В скважинах месторождений с высоковязкими асфальтосмолистыми и парафинистыми нефтями применяют также ТХВ с предварительным введением в призабойную зону гранулированного или порошкообразного магния. Для этого в трещины гидроразрыва задают магний с песком или без песка. Затем закачивается раствор соляной кислоты в объеме, превышающем необходимый объем для протекания полной химической реакции кислоты с магнием. Призабойная зона пласта и неступивший в химическую реакцию раствор кислоты нагреваются до 100° С и

более. В результате этого расплавляются твердые компоненты (асфальтены, смолы и парафин) нефти в порах и трещинах призабойной зоны и растворяются карбонатные породы. Это приводит к увеличению проницаемости пласта.

Обводненные пласты предварительно изолируют засыпкой песком или пакером. Термохимическому воздействию подвергаются только нефтенасыщенные интервалы, поэтому этот вид воздействия называется направленным ТХВ.

При закачивании в трещины смеси порошкообразного магния с крупнозернистым кварцевым песком рекомендуют использовать их в соотношении 1:5. Вслед за смесью закачивают около 500 л нефти, затем 15%-й раствор соляной кислоты при минимальной производительности насоса. Магний берут в количестве 15—20 кг на 1 м обрабатываемой толщи пласта, раствор кислоты — 50—100 л на 1 кг магния в зависимости от запланированной температуры нагрева призабойной зоны и избыточного объема кислоты. После 40—60 мин реагирования кислоты с магнием скважину осваивают компрессором (уровень жидкости в скважине снижают путем продувки воздухом) и вводят в эксплуатацию.

Термогазохимическое воздействие

Сущность термогазохимического воздействия (ТГХВ) заключается в создании высокого кратковременного давления в результате горения порохового заряда в жидкой среде. Под действием давления пороховых газов скважинная жидкость задавливается в пласт, расширяя естественные и создавая новые трещины. Пороховые газы имеют высокую температуру. Благодаря этому в порах и трещинах пласта они расплавляют твердые компоненты нефти (смолы, асфальтены и парафин). После сгорания порохового заряда давление в стволе скважины снижается и пороховые газы из пласта вновь вытесняются в скважину, вынося расплавленные асфальтосмолистые и парафиновые отложения.

Пороховой газ в основном состоит из хлористого водорода и углекислого газа. При наличии воды в порах породы хлористый водород превращается в слабоконцентрированную соляную кислоту и растворяет карбонатную породу. Углекислый газ растворяется в нефти и снижает ее вязкость. Следовательно, в результате ТГХВ на пласт действуют давление, теплота и продукты химической реакции.

ТГХВ осуществляют с помощью аккумуляторов давления скважины (АДС). Промышленность выпускает несколько типов АДС, которые различаются геометрическими размерами и величиной поверхности горения.

Техническая характеристика аккумулятора АДС-5

Наружный диаметр, мм.....	112
Минимальный внутренний диаметр обсадной колонны, мм.....	130
Максимально допустимое давление, МПа.....	50
Минимально допустимое давление, МПа.....	3
Максимально допустимая температура, °С.....	100
Допустимое время пребывания в скважине при максимальной температуре, ч.....	3
Максимально допустимое количество зарядов при одном спуске, шт.....	12

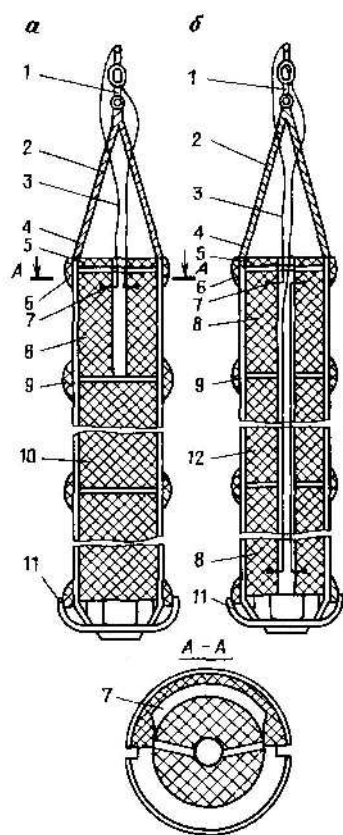


Рис. 17. Аккумуляторы давления АДС-5 (а) и АДС-6 (б):

1 — скоба; 2 — канат; 3 — провод; 4 — проволока; 5 — крышка; 6 — обложка; 7 — спираль накаливания; 8 — воспламеняющий пороховой заряд АДС-6В; 9 — втулка; 10 — пороховой заряд АДС-5; 11 — поддон; 12 — сгорающий пороховой заряд АДС-6С

Аккумулятор давления АДС-5 — бескапальный (рис. 17). АДС-6 состоит из воспламеняющих (АДС-6В) и сгорающих пороховых зарядов (АДС-6С). Различие между ними состоит в том, что в АДС-6В имеется загерметизированная спираль накаливания для воспламенения порохового заряда при подаче электрического напряжения по кабелю КОБД.

Пороховые заряды АДС-5 и АДС-6 не имеют герметичной оболочки и находятся в контакте со скважинной жидкостью. На боковой поверхности пороховых зарядов находятся продольные пазы для укладки стального каната, предназначенного для сборки и спуска гирлянды пороховых зарядов в скважину. Снизу и сверху пороховые заряды снабжены специальным приспособлением для предохранения зарядов от ударов и трения об обсадную колонну.

При подаче по кабелю электрического тока спираль накаливания воспламеняет пороховой заряд по поверхностям касания спирали. Горение зарядов происходит сначала по торцу, затем, по мере вытеснения образующимися газами жидкости, — по боковой поверхности заряда.

В комплект поставки АДС-5 входит 5 сгорающих пороховых зарядов АДС-5 и один воспламеняющий АДС-6В; в АДС-6 — четыре сгорающих заряда АДС-6С и два воспламеняющих АДС-6В. АДС собирают на устье скважины.

Рекомендуют следующие интервалы установки АДС в скважине:

АДС-4 в зоне продуктивных пластов под пакером; имеет эффект разрыва пласта;

АДС-5 в зумффе скважины; имеет эффект прогрева пласта;

АДС-6 — в зоне продуктивных пластов без пакера; имеет эффект разрыва пласта;

АДС-7 — на выходе из НКТ; имеет эффект прогрева и разрыва пласта.

ТГХВ осуществляют с применением существующего стандартного геофизического и нефтепромыслового оборудования.

Перед проведением ТГХВ забой скважины промывают.

В зависимости от геолого-технических условий при ТГХВ применяют следующие технологические схемы.

В скважину на кабеле спускают АДС-5. Продолжительность сгорания его зарядов достигает 200 с. Поэтому давление возрастает медленно и

не приводит к разрыву пласта. Обработку АДС-5 рекомендуют проводить в скважинах, производительность которых снижена из-за отложений смол и парафина.

Если необходимо добиться разрыва пласта давлением пороховых газов, то в скважину на кабеле спускают АДС-6 с двумя воспламенителями. При необходимости воспламенители монтируют еще и в промежуточных звеньях гирлянды. За счет установки дополнительных воспламенителей продолжительность сгорания зарядов снижается до 3 с. В результате создается мгновенное давление, и в пласте образуются трещины, остающиеся раскрытыми.

Для повышения эффективности ТГХВ в карбонатных пластах АДС спускают в скважину на НКТ с пакером. В подпакерное пространство закачивают соляную кислоту, сажая пакер и воспламеняют АДС. Эту схему рекомендуют применять для воздействия на низкопроницаемые пропластки.

ТГХВ осуществляют также и без подъема НКТ. В этом случае в скважину спускают АДС-7.

Пенокислотные обработки

Пены — пузырьки газа или воздуха в жидкости, разделенные тонкими прослойками (пленками) этой же жидкости. Для получения пены кроме газа и жидкости нужно присутствие еще одного вещества — пенообразователя (ПАВ). Для получения более устойчивых пен в раствор пенообразователя добавляют стабилизатор. Пены с перечисленным составом называются двухфазными (основные компоненты — газ и жидкость).

Если в качестве жидкости используется раствор соляной кислоты с ПАВ, то при газировании (аэрации) этой жидкости образуются кислотные пены.

Механизм действия кислотных пен заключается в замедлении скорости нейтрализации кислоты карбонатной породой, приводящем к удлинению пути движения кислоты в активном состоянии. Кислотные пены также способствуют увеличению охвата пласта воздействием кислоты, так как имеют низкую плотность ($300\text{--}800\text{ кг/м}^3$), пониженную вязкость и прочность.

Пенокислотные обработки применяют для воздействия на продуктивные пласты, сложенные карбонатными породами, также на песчаники с высоким содержанием карбонатного цемента.

Исследованиями установлены наилучшие (для замедления скорости нейтрализации кислоты) концентрации ПАВ, добавляемых в раствор кислоты в качестве пенообразователей (табл. 24).

В качестве стабилизаторов кислотных пен применяют карбоксиметилцеллюлозу КМЦ — продукт взаимодействия целлюлозы с монохлоруксусной кислотой (твердое вещество хлопьевидного или порошкообразного вида), а также концентрированную сульфит-спиртовую барду КССБ — продукт целлюлозно-бумажной промышленности (густая жидкость или порошок темно-коричневого цвета) и др. Наиболее часто применяют КМЦ в количестве $1\text{--}1,5\%$.

При использовании газа устойчивость пены на $15\text{--}20\%$ ниже, чем при использовании воздуха.

Оптимальные концентрации ПАВ для пенообразования

ПАВ	Добавки ПАВ (в %) при концентрации раствора кислоты, %			
	5	10	20	30
ДС-РАС	0,5	0,5	1,0	1,5
Сульфонол	0,5	0,5	—	—
Катапин-А	0,05	0,05	0,1—0,25	0,2—0,5
Карбозолин	0,05	0,05	0,1	0,1
ОП-7 и ОП-10	0,05	0,1	0,2	0,2
Дисолван	0,1	0,1	0,2	0,3—0,5

Кислотные пены медленно нейтрализуются карбонатной породой (т. е. медленно растворяют карбонаты) при температуре до 80° С (при атмосферном давлении) и при температуре до 50° С (при 0—12 МПа).

Повышение концентрации исходного раствора кислоты от 15 до 25% увеличивает глубину проникновения кислотной пены с активной кислотой в 1,5—2 раза.

Максимальное значение глубины проникновения активной кислоты в поры пласта достигается при степени аэрации, равной единице в пластовых условиях (степень аэрации — количество воздуха или газа в м³ на 1 м³ раствора кислоты с ПАВ). При проведении пенокислотной обработки необходимо определять объемы жидкости и газа (воздуха) в поверхностных условиях. Поэтому степень аэрации в поверхностных условиях a определяют по следующей формуле:

$$a = a_{пл} \cdot P_{пл} / P$$

где $a_{пл}$ — степень аэрации в пластовых условиях; $P_{пл}$ — пластовое давление, МПа; P — атмосферное давление, равное примерно 0,1 МПа.

Поскольку величина пластового давления различная на различных месторождениях и даже скважинах, то одна и та же степень аэрации в пластовых условиях будет иметь разные значения для каждого месторождения в поверхностных условиях. Например, степень аэрации, равная единице в поверхностных условиях, равна 60 и 100 при пластовых давлениях соответственно 6 или 10 МПа.

Коррозионное действие кислотной пены больше, чем действия исходной кислоты той же концентрации. При пенокислотных обработках рекомендуют в качестве ингибитора коррозии применять такой реагент, который одновременно являлся бы и пенообразователем. Например, на Ишимбайских рифогенных месторождениях наиболее полно этим требованиям отвечает марвелан-КО в количестве 0,3—0,5%.

Для снижения коррозионного действия кислотной пены до уровня коррозионной активности обычной 15—25%-й кислоты рекомендуют использовать катапин-А в количестве 0,1% или смесь реагента И-1-А и уротропина в количестве соответственно 0,4 и 0,8%.

Наибольшее содержание железа в устьевых пробах после обработки при применении 15%-го раствора составляет 0,46%. Такое количество железа намного больше, чем в закачиваемом в скважину растворе кисло-

ты. Это в основном объясняется коррозией внутренней поверхности НКТ первыми порциями закачиваемого в скважину раствора кислоты.

Для предотвращения выпадения соединений железа в осадок при содержании его в азрированном растворе кислоты с ПАВ 0,3—0,4% рекомендуют добавлять уксусную кислоту в количестве 1,5% объема раствора кислоты (при простых кислотных обработках уксусную кислоту добавляют в количестве 1%).

Обычно пенокислотные обработки проводятся после неоднократных простых кислотных обработок, когда их эффективность резко снижается или даже отсутствует.

Увеличение количества пенокислотных обработок в одной и той же скважине (при неизменных объемах раствора кислоты, его концентрации и степени аэрации) также приводит к снижению их эффективности. Опыт применения пенокислотных обработок на ряде месторождений показывает, что проведение более трех пенокислотных обработок в одной скважине нецелесообразно. Поэтому последующие пенокислотные обработки в данной скважине рекомендуют проводить направленно, с использованием нефтекислотных эмульсий.

По опыту широкого внедрения пенокислотных обработок на Ишимбайских месторождениях объем раствора кислоты с ПАВ на одну обработку составляет 25—48 м³ с концентрацией кислоты 15% (реже до 25%).

Для приготовления кислотных пен применяют специальные устройства - аэраторы (рис. 18) или эжекторные смесители (рис. 19). Аэратор — две НКТ диаметром 102 и 51 мм, расположенные одна в другой (труба в трубе). Раствор кислоты с растворенным в нем ПАВ кислотным агрегатом (установкой) подают в пространство между трубами диаметром 102 и 51 мм. Воздух (или газ), нагнетаемый во внутреннюю трубу диаметром 51 мм, через отверстия на ее боковой поверхности выходит в кольцевое пространство и смешивается с раствором соляной кислоты. Аэратор применяют при обработке скважин, в которых ожидаемое устьевое давление закачивания кислотной пены меньше давления, развиваемого компрессором УПК-80, то есть меньше 8 МПа.

Эжекторный смеситель позволяет нагнать кислотную пену в скважину под давлением, превышающим максимальное давление компрессора на 20—25%. Раствор кислоты с ПАВ под давлением 15—18 МПа подается в сопло, оттуда в камеру смешения со скоростью 100—230 м/с. За счет этого создается разрежение и происходит подсос воздуха (или газа) через патрубок с обратным клапаном.

В камере раствор кислоты смешивается с воздухом, и далее эта смесь поступает в диффузор и создается напор. С помощью эжекторного смесителя на устье скважины достигается давление в 10—11,5 МПа.

Перед пенокислотной обработкой скважины промывают для очистки забоя.

Технологический процесс пенокислотной обработки состоит из следующих операций:

подъем плунжера и конуса глубинного насоса (если планируется направленная обработка, то подвеску насоса устанавливают против обрабатываемого интервала);

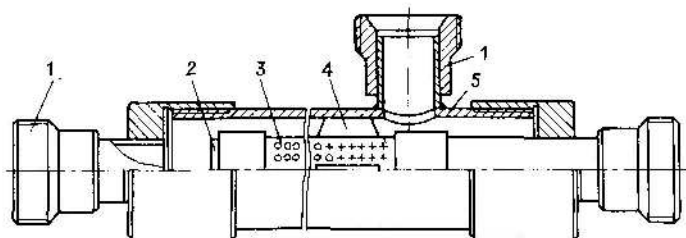


Рис. 18. Схема аэратора:

1 — быстросъемное соединение; 2 — заглушка; 3 — фильтр; 4 — нейтратор; 5 — корпус

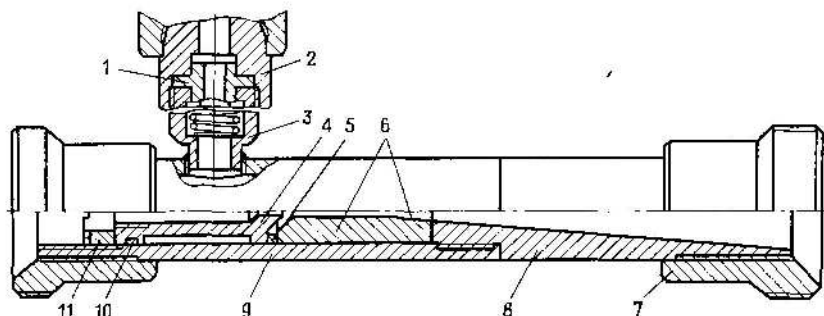


Рис. 19. Эжекторный смеситель:

1 — гнездо клапана; 2 — патрубок; 3 — корпус клапана; 4 — сопло; 5 — кольцо промежуточное; 6 — камера смешения; 7 — быстросъемное соединение; 8 — диффузор; 9 — корпус; 10 — уплотнение; 11 — гайка

обвязка наземного оборудования;

закачивание кислотной пены с запланированной степенью аэрации (при направленных обработках перед кислотной пеной закачивают нефтекислотную эмульсию);

продавливание кислотной пены в пласт нефтью или увлажненным воздухом; при этом продавочную жидкость закачивают одновременно в НКТ и затрубное пространство (кроме направленных обработок), так как оставшаяся в стволе скважины пена может нарушить нормальную работу глубинного насоса;

выдерживание скважины на реакции пенокислоты с породой в течение 12 ч, спуск плунжера и конуса и пуск скважины в эксплуатацию.

Примерная схема обвязки наземного оборудования при пенокислотной обработке приведена на рис. 20.

На некоторых месторождениях после пенокислотных обработок скважины осваивали путем промывки двухфазной пеной. В скважину через НКТ закачивают 8–12 м³ водного раствора ПАВ совместно с воздухом и создают циркуляцию пены. В зависимости от давления компрессора степень аэрации может меняться от 10 до 200. После достижения максимальной степени аэрации при циркуляции пены останавливают компрессор и насос, а скважину оставляют при открытой выкидной задвижке на 2–

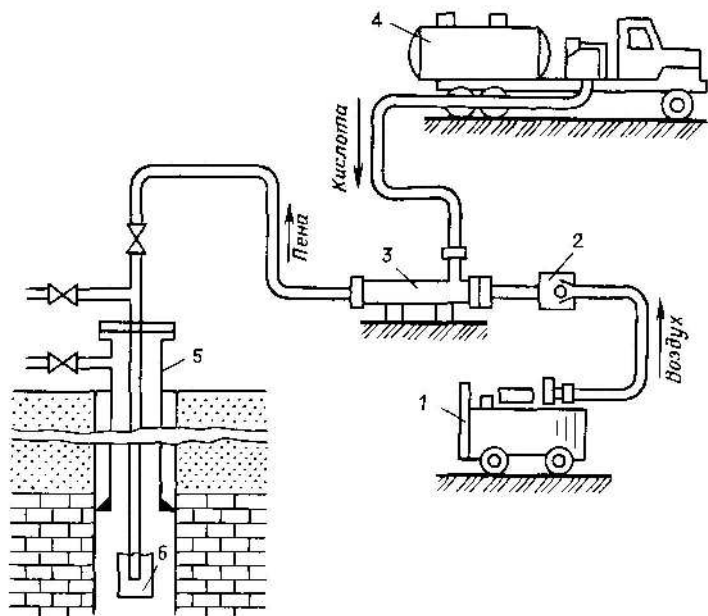


Рис. 20. Примерная схема обвязки оборудования при пенокислотной обработке:
1 — компрессор; 2 — обратный клапан; 3 — аэратор; 4 — установка насосная (кислотный агрегат);
5 — скважина; 6 — глубинный насос

3-4 для дополнительного снижения забойного давления за счет упругих свойств пены.

В мощных пластах с большим радиусом ухудшенной проницаемости необходимо увеличить объем кислотной пены. Однако это экономически невыгодно. Поэтому рекомендуют применять направленные обработки для воздействия кислотной пеной на отдельные интервалы пласта. Такая цель достигается предварительным закачиванием высоковязкой нефtekислотной эмульсии и продавливанием кислотной пены большим объемом увлажненного воздуха (периодическое впрыскивание в закачиваемый воздух пенообразующего раствора). Нефtekислотная эмульсия перекрывает ранее обработанные нижние интервалы, а кислотная пена направляется в верхние необработанные интервалы пласта.

В последние годы возможности пенокислотных обработок увеличились благодаря выпуску более мощных компрессоров. Например, компрессор КПУ 16/250 имеет производительность 4,4 л/с, давление 25 МПа; компрессор СД 9/101 — производительность 2,5 л/с, давление 10,1 МПа. С использованием указанных компрессоров пенокислотные обработки можно производить в скважинах месторождений с пластовым давлением от 10 до 25 МПа.

Термопенокислотные обработки. Этот вид обработок основан на особенностях действия горячей кислоты на забое скважин: лучшая очистка поверхности забоя и порового пространства ПЗП от АСПО;

увеличение химической активности кислоты относительно карбонатных пород пласта, а также материалов, загрязняющих фильтрующую поверхность ствола скважины.

Эффективность воздействия пенокислоты на карбонатные пласты объясняется тем, что пенокислота закупоривает высокопроницаемые интервалы и поэтому воздействию кислоты при высокой температуре подвергаются и менее проницаемые зоны.

Технология обработки пенокислотой следующая. Жидкость в стволе скважины заменяют двухфазной пеной со степенью аэрации 40. Стержневой магний (50–150 кг) загружают в реакционный наконечник или НКТ, через которые прокачивают пенокислоту со степенью аэрации 60–80 (обычно используют около 20 м³ 13%-го раствора соляной кислоты). Время выдерживания пенокислоты в пласте 0,5–1 ч. Затем осуществляют более глубокую многоцикловую очистку забоя путем закачивания двухфазной пены со степенью аэрации 40 в затрубное пространство скважины. Для оценки температурного режима обработки ниже термонаконечника устанавливают термограф.

Гидроимпульсные кислотные обработки

Сущность создания гидравлических импульсов (гидроимпульсов) в призабойной зоне пласта заключается в периодическом закачивании в скважину через НКТ жидкости под большим давлением и быстрое «сбрасывание» давления через затрубное пространство (разрядка скважины). Величина создаваемого давления не должна превышать допустимой его величины для данной обсадной колонны.

При закачивании жидкости в призабойной зоне пласта раскрываются имеющиеся или образуются новые трещины. При «сбрасывании» давления происходит приток жидкости из трещины в ствол скважины с большой скоростью. С этой жидкостью из призабойной зоны выносятся привнесенные туда загрязняющие материалы.

После создания нескольких циклов гидроимпульсов производят обратную промывку забоя скважины с целью очистки от загрязняющих материалов и теперь создают импульсы путем закачивания раствора кислоты. Для облегчения выноса отработанного раствора кислоты из призабойной зоны пласта также создают гидроимпульсы путем закачивания жидкости (нефть или вода в зависимости от категории скважин).

Исследованиями установлено, что при помощи задвижки на устье создавать резкое изменение давления невозможно. Поэтому иногда на выходе из затрубного пространства устанавливают калиброванные (с точными размерами) чугунные диафрагмы (пластины определенной толщины). При достижении запланированного давления диафрагмы ломаются и создаются мгновенные депрессии на забой. С этой же целью применяют забойные клапаны различных конструкций.

Кислотоструйные обработки

Кислотоструйная обработка — воздействие на забой и стенки ствола скважины струей раствора кислоты, выходящей с большой скоростью

из конусной насадки. Приспособление, с помощью которого осуществляют кислотоструйную обработку, называется гидромонитором.

Основным назначением кислотоструйных обработок является очистка стенок ствола скважины и забоя от цементной и глинистой корок, образование новых каналов растворения в карбонатной породе. Поэтому кислотоструйные обработки в основном применяются в скважинах с открытым стволом.

Подготовка скважины к кислотоструйной обработке заключается в подъеме глубинного оборудования из скважины и спуске в выбранный интервал обработки гидромонитора. Если кислотоструйная обработка применяется только для очистки стенок ствола скважины и забоя от цементной и глинистой корок, то уровень жидкости в скважине должен быть минимальным. Это делается для того, чтобы исключить попадание раствора кислоты вместе с загрязняющими материалами в призабойную зону пласта. Обязанка наземного оборудования должна предусматривать возможность передвижения гидромонитора в обрабатываемом интервале пласта. Для этого насосную установку соединяют с НКТ с помощью гибкого шланга высокого давления.

При кислотоструйной обработке сохраняется высокая активность раствора кислоты, так как его контакт с породой происходит только в узком месте удара струи и в течение короткого времени. Поэтому выбор объема и концентрации раствора кислоты зависит от того, с каким видом кислотной обработки совмещается подача раствора через насадки. Например, если ставится цель разрушить корку на стенках скважины струями раствора кислоты, а затем оставить его на забое для кислотной ванны, то объем раствора кислоты должен быть равен объему ствола скважины в обрабатываемом интервале.

Технология кислотоструйной обработки должна обеспечивать максимально возможную скорость истечения жидкости из насадки. Время нахождения гидромонитора на каждой глубине определяют практикой.

При кислотоструйных обработках нефтяных добывающих и водонагнетательных скважин с целью разрушения цементной или глинистой корок или продуктов коррозии желательнее производить большее количество перемещений в обрабатываемом интервале пласта. Для этого необходимо значительное время. Но при совмещении кислотоструйной обработки с кислотной ванной берут небольшой объем раствора кислоты. В этом случае время прокачивания этого раствора через насадки недостаточно для производства большого количества перемещений. Следовательно, будет производиться меньше работы по разрушению корок. В этих условиях рекомендуют уменьшать диаметры насадок (например, до 2—2,5 мм) для увеличения скорости истечения, чтобы произвести больше полезной работы по разрушению корок в единицу времени.

При совмещении кислотоструйных обработок с простой кислотной обработкой рекомендуют применить насадки диаметром 3—4 мм и закачивать раствор кислоты при пониженном уровне жидкости в скважине для исключения чрезмерного давления на устье.

При совмещении кислотоструйной обработки с кислотной обработкой под давлением рекомендуют применять пакер, чтобы не допустить

нарушения обсадной колонны. При воздействии на малопроницаемые породы большой толщины используют большее количество насадок уменьшенного диаметра и распределяют их равномерно по длине гидромонитора. Это делается для охвата обработкой как можно большей части ствола скважины, так как из-за установленного пакера гидромонитор перемешать невозможно.

Обработки глинокислотой

Назначение глинокислоты — воздействие на песчаники или песчано-глинистые породы, а также на глинистую корку. Основное условие применения — отсутствие или минимальное содержание (до 0,5%) карбонатов в породе.

Количество глинокислоты подбирают опытным путем, чтобы не допустить разрушения пород продуктивного пласта. При первых обработках рекомендуется применять 300—400 л глинокислоты на 1 м толщины пласта. Если пласты сложены трещиноватыми породами, то объем глинокислоты для первичных обработок увеличивается до 800—1000 л на 1 м толщины пласта.

Наиболее эффективна глинокислота, состоящая из 8%-й соляной кислоты и 4%-й плавиковой кислоты. Для песчаников с небольшим содержанием глинистого материала не следует применять плавиковую кислоту концентрацией менее 3%. Для песчаников с большим содержанием глини максимальные концентрации соляной кислоты — 10%, плавиковой кислоты — 5%. Глинокислоту рекомендуют готовить путем растворения в соляной кислоте технического бифторид-фторид аммония.

Глинокислоту полностью задавливают в пласт при небольшой скорости и выдерживают на реагирование в течение 8—12 ч.

Большинство месторождений СССР имеют продуктивные терригенные пласты с содержанием карбонатов более 0,5%, поэтому наиболее распространена двухрастворная обработка: вначале закачивают соляную кислоту для растворения карбонатов, а затем — глинокислоту.

При планировании двухрастворной кислотной обработки сначала определяют объем II раствора (глинокислоты). Для этого нужны данные о запланированной глубине задавливания (радиусе распространения раствора) и пористости. Радиус распространения раствора определяют исходя из конкретных условий скважин, а пористость продуктивных пластов для каждого месторождения заранее известна. Объем глинокислоты определяют на 1 м толщины обрабатываемого пласта; при этом радиус распространения раствора определяют от поверхности ствола скважины или от внутренней стенки эксплуатационной колонны.

Объем I раствора (соляной кислоты) определяют исходя из количества карбонатов, подлежащих удалению из зоны с запланированным радиусом распространения глинокислоты. Для расчета используют известные величины карбонатности пород на месторождении, плотность карбонатной породы и объем раствора соляной кислоты для растворения 1 т карбонатов (4600 л 15%-го или 5400 л 12%-го раствора соляной кислоты).

В табл. 25 приведены данные расчета количества растворов 15%-й соляной кислоты и глинокислоты для пород пористостью 20% (в долях еди-

Таблица 25

Объемы растворов (в л) соляной кислоты (I) и глиноукислоты (II), рассчитанные на 1 м толщины пласта для пород с различным содержанием карбонатов

Радиус действия глиноукислоты по пласту, м	Содержание СаСО ₃ , %											
	0,5		1,0		2,0		5,0		10,0		20,0	
	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II
0,4	40	150	75	150	150	150	380	150	750	150	150	150
0,7	100	420	210	420	420	420	1050	420	2100*	420	4200	420
									1350		2700	
1,0	180	720	360	720	720	720	1800	720	3600	720	7200	720
									1500		3000	
1,5	410	1650	820	1650	1650	1650	410	1650	8200	1650	16500	1650
							2300		4600		9300	

* Над чертой - объем раствора соляной кислоты при первичной обработке на расстояние, равное величине радиуса, приведенной в предыдущей строке; под чертой - объем раствора соляной кислоты при вторичной обработке.

ницы 0,2), плотностью 2200 кг/м³ и с различным содержанием карбонатов.

Для предотвращения смешивания нейтрализованной соляной кислоты с глиноукислотой на границе их контакта объем I раствора берут несколько больше расчетного (на 100—200 л на 1 м толщины пласта).

Первую обработку глиноукислотой рекомендуют проводить с учетом радиуса воздействия (0,4—0,5 м). При последующих обработках радиус воздействия увеличивают (до 1,5 м).

Подготовка скважины к обработке глиноукислотой состоит из прямой и обратной промывки скважины с допуском НКТ до забоя.

С целью наиболее полного растворения карбонатов раствором I и наибольшего растворения глин, аргиллитов и других глинистых пород раствором II закачивание обоих растворов ведут замедленно. Продавочной жидкостью может быть вода с добавлением катионоактивных ПАВ (например, катапина-А) для нефтяных добывающих скважин, вода с добавлением неионогенных ПАВ (например, ОП-10) для водонагнетательных скважин, а также газ и вода — для газовых скважин.

Время реагирования кислот от момента прекращения задавливания растворов до пуска скважины в эксплуатацию составляет 8—12 ч, а при высоких температурах пласта - 6—8 ч.

При обработке водонагнетательных скважин особое внимание следует обратить на стадии нахождения скважин под закачкой воды и на тип закачиваемой воды. Например, для освоения скважин под нагнетание воды, вышедших из бурения, а также переводимых из нефтяных добывающих рекомендуют увеличить концентрацию плавиковой кислоты до 6—10% при концентрации соляной кислоты 10%.

Для восстановления или увеличения приемистости водонагнетательных скважин, находящихся под закачиванием пресной воды, рекомендуют

применять двухрастворную обработку. При этом в первом растворе концентрацию соляной кислоты берут до 15--18% с добавлением уксусной кислоты до 5%-й концентрации. Объем раствора соляной кислоты примерно в 1,5 раза больше расчетного. Во втором растворе (глиноуксус) концентрация плавиковой кислоты составляет 3--5%, соляной кислоты — 10--12%, уксусной кислоты — 3--5%.

Перед обработкой водонагнетательных скважин, в которые закачивают промышленные сточные воды (пластовые воды, добываемые вместе с нефтью и прошедшие через установки по подготовке нефти, где в них добавляют пресную воду для обессоливания нефти, а также различные ПАВ для разрушения эмульсии), рекомендуют тщательные промывки, свабиrowания, закачивание растворителей или даже проведение термохимической обработки. Только после такой предварительной подготовки скважины проводят обработку глиноуксусом, состоящей из плавиковой кислоты 5--6%-й концентрации и соляной кислоты 10%-й концентрации. Добавляют также уксусную кислоту в количестве 3--4%.

Технология глиноуксусной обработки с повышенной концентрацией плавиковой кислоты несколько отличается от технологии обработки глиноуксусом обычной (более низкой) концентрации. После подачи в НКТ, спущенные до нижних отверстий перфорации пласта, первого раствора закрывают затрубное пространство, закачивают пресную воду из расчета 200--300 л на 1 м толщины пласта и тут же начинают закачивание второго раствора. Таким образом, первый раствор задавливают в пласт пресной водой и некоторым объемом второго раствора на первой скорости насосной установки. В таком же темпе продолжают задавливать в пласт первую часть (равную примерно объему НКТ) глиноуксуса. Затем скорость задавливания глиноуксуса в пласт увеличивается. Последнюю часть глиноуксуса выдавливают из НКТ пресной водой в объеме НКТ и затрубного пространства в интервале обработки пласта. Устье скважины закрывают и оставляют на реагирование в течение 1,5--2 ч. После этого скважину разряжают через НКТ, производят прямую и обратную промывки и пробное закачивание воды от насосной установки.

После стабилизации давления скважину вводят под постоянное закачивание воды от КНС.

Иногда для предотвращения загрязнения окружающей территории в скважину сразу начинают закачивать воду от насосной установки, а за-

Таблица 26

Состав и вязкость растворов КМЦ

Концентрация раствора, КМЦ, %	Количество КМЦ на 100 л воды, кг	Вязкость раствора, мПа·с	
		на пресной воде	на минерализованной воде
1,0	10	20	14
2,0	20	130	70
3,0	30	590	370
4,0	40	3600	2230
5,0	50	—	6020

тем от КНС через затрубное пространство. Только после этого скважину переводят под закачиваемой воды через НКТ.

Для глинокислотной обработки водонагнетательных скважин, в которых воду закачивают одновременно в несколько пластов с очень неравномерной приемистостью по их толщине, используют временно закупоривающие материалы: ПАА или КМЦ.

Растворы ПАА и КМЦ готовят в мерной емкости насосной установки (или в любой другой емкости). Для этого в емкость заливают расчетное количество воды, включают насос и в циркулирующий поток воды добавляют расчетное количество ПАА или КМЦ. В табл. 26, 27 приведены составные части для приготовления водных растворов КМЦ или ПАА исходя из содержания основного вещества в них 90%. При другом содержании основного вещества необходимо производить перерасчет.

При использовании КМЦ или ПАА конец НКТ устанавливают у верхних отверстий перфорации пласта. Закачивание растворов КМЦ или ПАА в количестве примерно 25% объема раствора глинокислоты ведут при открытом затрубном пространстве, не превышая допустимого давления на эксплуатационную колонну. Рекомендуемая вязкость растворов - 200—500 мПа·с (при приемистости пласта до 500 м³/сут) и 500—1000 мПа·с (при приемистости пласта более 500 м³/сут). После достижения раствора КМЦ или ПАА конца НКТ затрубное пространство закрывают и начинают закачивать первый и второй растворы кислот. При этом давление не должно превышать 10 МПа. Для этого продавливание растворов КМЦ или ПАА и кислот ведут путем кратковременных остановок насоса. Задавливание растворов в пласт производят пресной водой в объеме НКТ и затрубного пространства в интервале обработки. После выдерживания растворов кислот на забое скважины в течение 1,5—2 ч начинают закачивание воды от одной или двух насосных установок на максимальной скорости, а затем — от КНС. Скважину разряжают в том случае, если не наблюдается снижения давления во время пробного закачивания воды от насосной установки.

Серийные кислотные обработки

Серийные кислотные обработки - многократное воздействие раствором кислоты на продуктивный пласт или его отдельный интервал — применяют в тех случаях, когда однократное воздействие раствора кислоты на продуктивный пласт недостаточно эффективно.

Время повторения кислотных обработок определяют исходя из времени, необходимого для очистки забоя и извлечения отработанного раствора кислоты. Серийно можно проводить любые виды рассмотренных выше кислотных обработок.

Таблица 27

Состав и вязкость растворов ПАА

Концентрация раствора ПАА, %	Количество ПАА на 1000 л воды, кг	Вязкость раствора, мПа·с
0,1	1,1	10
0,3	3,3	55
0,6	6,6	600
0,8	8,8	2390
1,0	10,0	8250

Серийные кислотные ванны рекомендуют применять в основном при освоении скважин после бурения. Серийные термокислотные и термохимические обработки рекомендуют проводить в скважинах с интенсивным отложением парафино-смолистых веществ.

Серийные кислотные обработки (простые и под давлением) применяются наиболее широко. Их рекомендуют проводить в скважинах с слабопроницаемыми карбонатными породами и хорошо проницаемыми карбонатными пластами, проницаемость призабойной зоны которых резко снижена. При этом объемы раствора кислоты рекомендуют увеличивать постепенно от одной обработки к другой.

Обработки серной кислотой

Серную кислоту в основном применяют для обработки водонагнетательных скважин, у которых призабойная зона продуктивных пластов загрязняется привнесенными закачиваемой водой механическими примесями, оксидами железа, илом, эмульгированной нефтью и др. Серная кислота растворяет загрязняющие пласты продукты и увеличивает проницаемость пород. Это происходит благодаря обильному выделению тепла при смешении серной кислоты с водой в пластовых условиях. Например, при снижении концентрации серной кислоты с 96 до 20% (из-за смешения с водой) температура раствора повышается до 100° С.

Технология обработки скважин серной кислотой в основном такая же, что и технология солянокислотных обработок. Главная особенность технологии заключается в том, чтобы не допустить контакта серной кислоты с водой в наземном оборудовании, НКТ и эксплуатационной колонии. Закачивание углеводородных жидкостей (дизтопливо, керосин, легкая нефть) до и после подачи в НКТ серной кислоты предотвращает разбавление серной кислоты водой, выделение теплоты и усиление коррозии металла.

В первую очередь, серную кислоту рекомендуют применять для обработки водонагнетательных скважин, в которые закачивают сточные воды, и скважин разрезающих рядов при их освоении под закачивание воды.

Углекислотные обработки

Эти обработки применяют в скважинах, породы продуктивных пластов которых содержат карбонаты кальция и магния, а также в скважинах с асфальто-смолистыми отложениями. Углекислотные обработки применяют как в нефтяных добывающих, так и в водонагнетательных скважинах.

Подготовка скважины к обработке заключается в промывке забоя, определении коэффициента продуктивности, уточнении содержания воды и др. В водонагнетательной скважине определяют приемистость и строят профиль приемистости.

Пакер устанавливают на 5—10 м выше верхних отверстий перфорации и определяют его герметичность путем закачивания в НКТ некоторого объема нефти. Затем начинают закачивание углекислоты из расчета 1,2—5 т на 1 м обрабатываемой толщины пласта. Однако, исходя из практики, рекомендуют применять не менее 10 т углекислоты на одну обработку.

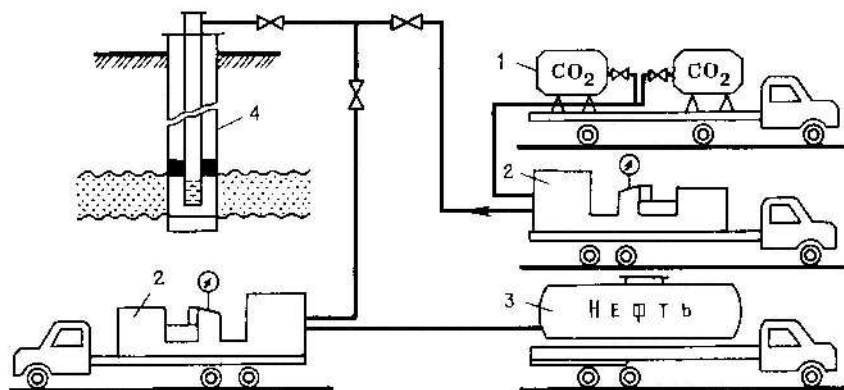


Рис. 21. Примерная схема оборудования при углекислотной обработке:

1 — изотермические емкости; 2 — установки насосные (дементировочные агрегаты); 3 — автоцистерна; 4 — скважина

Углекислоту продавливают нефтью в количестве двух объемов НКТ, спущенных в скважину. Затем устье скважины закрывают и оставляют на реагирование в течение 12–24 ч в зависимости от характеристики продуктивного пласта. После этого скважину вводят в эксплуатацию на прежнем режиме. Водонагнетательную скважину обрабатывают аналогичным образом. В качестве продавочной жидкости используют воду. После прохождения времени реагирования водонагнетательную скважину через НКТ пускают на самоизлия до появления чистой воды. Затем производят прямую и обратную промывки и скважину вводят под закачивание воды от кустовой насосной станции. Примерная схема обвязки оборудования при углекислотной обработке скважины приведена на рис. 21.

Обработки сульфаминовой кислотой

Сульфаминовая кислота HSO_3NH_2 предназначена для более глубокого воздействия на пласт из-за ее способности растворять карбонаты в пять раз медленнее по сравнению с соляной кислотой. Коррозионное действие сульфаминовой кислоты в несколько раз меньше по сравнению с соляной кислотой.

Сульфаминовой кислотой можно обрабатывать нефтяные добывающие и водонагнетательные скважины. Для воздействия на песчаники рекомендуют применять смесь сульфаминовой кислоты с бифторидом аммония. Преимущество такой смеси заключается в том, что сульфаминовая кислота и бифторид аммония выпускаются в кристаллической форме, а их водный раствор действует на породы как глиноукснота.

Подготовка скважины к обработке сульфаминовой кислотой аналогична ее подготовке перед любой кислотной обработкой.

Кристаллическая сульфаминовая кислота растворяется в емкости до концентрации 10–12% (147–213 кг кислоты на 1000 л воды). В зимних условиях воду необходимо подогреть до температуры 40–55° С. При тем-

температуре забоя скважины выше 60°C в раствор сульфаминовой кислоты добавляют анолин. Объем раствора сульфаминовой кислоты берут в 1,5—2 раза больше объема раствора соляной кислоты, использованного во время предыдущих обработок.

В водонагнетательные скважины рекомендуют закачивать пересыщенный раствор сульфаминовой кислоты в виде кристаллов вместе с соляной кислотой. В этом случае происходит поинтервальное воздействие на пласт, так как не успевшие раствориться кристаллы сульфаминовой кислоты изолируют наиболее проницаемые интервалы. После задавливания сульфаминовой кислоты в виде кристаллов закачивают растворы соляной или сульфаминовой кислоты для воздействия на малопроницаемые или сильно загрязненные интервалы пласта.

Время выдерживания сульфаминовой кислоты на забое скважины составляет 3—4 ч.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК

Под эффективностью понимают увеличение дебита нефти добывающих и приемистости воды водонагнетательных скважин в течение некоторого времени после проведенной обработки пласта. Часто такую эффективность называют технологической.

Технологическую эффективность кислотных обработок лучше всего определять по изменению коэффициента продуктивности или приемистости, так как один и тот же дебит скважины может быть получен при разных депрессиях на пласт. Для этого до и после обработки определяют забойное давление при трех-четырех режимах работы скважины. Используя известную величину пластового давления (обычно его определяют до обработки), рассчитывают депрессию на пласт для тех же трех-четырех режимов. При каждом режиме замеряют дебит скважины (в т/сут или в $\text{м}^3/\text{сут}$) и строят так называемую индикаторную кривую: по горизонтальной оси откладывают дебит, а по вертикальной — депрессию скважины. По полученным кривым, задаваясь любым значением депрессии, определяют коэффициент продуктивности K по формуле

$$K = Q/\Delta P,$$

где Q — дебит нефти или приемистость воды, $\text{т} \cdot \text{сут}^{-1}$ или $\text{м}^3 \cdot \text{сут}^{-1}$; ΔP — депрессия на пласт, МПа.

Рассмотрим следующий пример (рис. 22).

До обработки дебит нефти 86,3 т/сут был получен при депрессии 3 МПа (точка «а»), а после обработки такой же дебит нефти был получен при депрессии всего 1,1 МПа (точка «б»). Коэффициент продуктивности увеличился с 28,8 т/сут. МПа (86,3 : 3 = 28,8) до 78,4 т/сут. МПа (86,3 : 1,1), т. е. в 2,7 раза. Далее следят за изменением коэффициента продуктивности с целью определения продолжительности эффекта.

Если нет возможности исследовать скважину, то эффективность обработки определяют путем сравнения среднего дебита нефти (или приемистости воды) за три — четыре месяца до обработки с дебитом нефти (приемистостью воды) непосредственно после обработки.

В любом случае суммарный эффект обработки определяют путем сравнения того же среднего дебита нефти до обработки со средним дебитом нефти после обработки в течение всего эффективного периода работы скважины. Например, до обработки средний дебит нефти был равен 10 т/сут, а после обработки скважину эксплуатировали со средним дебитом нефти 15 т/сут в течение 100 дней. Тогда эффект будет равен: $(15 - 10) \times 100 = 500$ т. Этот же результат можно получить и другим путем. Например, после обработки за эффективные 100 дней было добыто 1500 т нефти. Без проведения обработки было бы добыто 1000 т нефти ($10 \times 100 = 1000$). Эффект равен: $1500 - 1000 = 500$ т.

Необходимо иметь в виду, что при оценке эффективности путем сравнения дебитов режим эксплуатации должен быть одинаковым до и после обработки.

Эффективность кислотных обработок оценивается также путем сравнения профилей притока в добывающих скважинах и профилей проницаемости в водонагнетательных скважинах. Профили отражают картину распределения притока нефти или проницаемости воды по толщине продуктивного пласта (или по перфорированной толщине пласта в обсаженных скважинах). По профилям определяют так называемые коэффициенты охвата пласта притоком в добывающих скважинах и охвата пласта заводнением в водонагнетательных скважинах. Коэффициент охвата — отношение толщины пласта, охваченной притоком или заводнением, ко всей толщине продуктивного пласта (или перфорированной толщине пласта). Если коэффициент охвата увеличивается после проведенной обработки, то обработка считается эффективной. Данные о коэффициентах охвата пласта притоком или заводнением используются при анализе разработки месторождений с целью оценки характера и степени выработки продуктивных пластов.

В качестве примера на рис. 23 приведены профили проницаемости водонагнетательной скважины с песчано-аргиллитовым коллектором до и после обработки ее раствором глиноукслоты повышенной концентрации, состоящей из 13%-й соляной и 8—9%-й плавиковой кислот.

На рис. 23 по горизонтальной оси отложена проницаемость каждого полуметрового интервала пласта в процентах от общей проницаемости интервала перфорации; по вертикальной оси отложены глубины скважины. Слева показан профиль проницаемости до обработки (давление закачивания воды 10 МПа, проницаемость 144 м³/сут) справа — после обработки (давление 10,5 МПа, проницаемость 365 м³/сут). Интервал перфорации толщиной 8,4 м обозначен зубчатой линией.

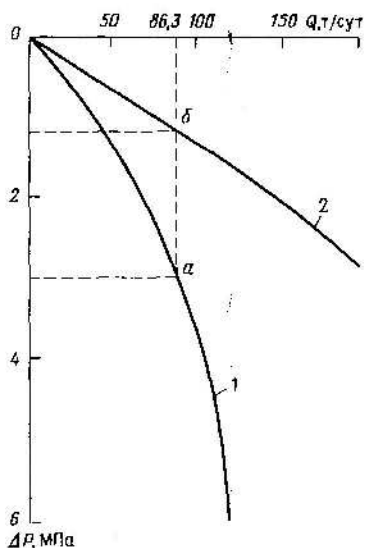


Рис. 22. Индикаторная диаграмма: 1 — до кислотной обработки; 2 — после кислотной обработки

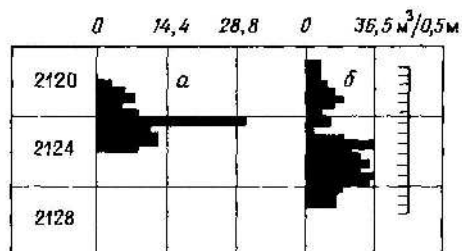


Рис. 23. Профили приемистости водонагнетательной скважины до кислотной обработки (а) и после кислотной обработки (б)

Из рис. 23 видно, что до обработки закачиваемая вода поглощалась интервалом пласта толщиной 4 м, то есть коэффициент охвата пласта заводнением был равен 0,48 ($4:8,4=0,48$); после обработки вода поглощается интервалом пласта толщиной 8 м, то есть коэффициент охвата равен 0,95 ($8:8,4=0,95$). Таким образом, в результате обработки глино-кислотой коэффициент охвата заводнением увеличился в 2 раза с одновременным увеличением приемистости в 2,5 раза.

Экономическая эффективность кислотных обработок в нефтяных добывающих скважинах определяется следующим образом.

Рассчитывается так называемая условно-переменная часть эксплуатационных затрат на 1 т дополнительно добытой нефти после обработки. Эта часть затрат включает в себя затраты на энергию по извлечению, подготовку, сбор и транспорт нефти, затраты на поддержание пластового давления путем нагнетания воды и геологоразведочные работы.

Определяется разница между отпускной ценой 1 т нефти и условно-переменной частью затрат на 1 т дополнительно добытой нефти в рублях; эта цифра умножается на весь объем дополнительно добытой нефти и получается экономия по добыче нефти.

Затем определяются затраты на проведение кислотной обработки, включающие стоимость подготовительно-заключительных работ и стоимость работ, связанных с непосредственным закачиванием раствора кислоты в скважину (стоимость работы насосных агрегатов и другого вспомогательного оборудования, кислоты, реагентов и т. д.).

Разность между экономией по добыче нефти и затратами на проведение кислотной обработки (т. е. стоимостью обработки) — экономическая эффективность.

Аналогично может быть определена и экономическая эффективность кислотных обработок в водонагнетательных скважинах.

Объем дополнительно закачанной в пласт воды определяется так же, как и объем дополнительно добытой нефти. Затраты на закачивание дополнительного объема воды включают в себя затраты на ее добычу, подготовку, транспортирование и нагнетание в пласт.

Техника безопасности

При работах с применением соляной и плавиковой кислот необходимо соблюдать особые меры предосторожности. Во-первых, выделяющийся из

соляной кислоты (концентрацией более 25%) хлористый водород соединяется с влагой, содержащейся в воздухе. В результате этого образуется туман, состоящий из мелких частичек соляной кислоты. Эти частички попадают в легкие человека, раздражают дыхательные пути и вызывают отравление. Токсичность плавиковой кислоты также велика. Поэтому ее допустимая концентрация в воздухе на рабочих местах не должна превышать трех частей на миллион частей воздуха.

При попадании соляной кислоты на кожу необходимо произвести сильный смыв чистой холодной водой в течение 10 мин (лучше смывать струей под давлением). Затем на обожженное место наложить «кашину» из чайной соды.

При попадании соляной кислоты в глаза (жжение, боль, слезотечение) надо их обильно и энергично промыть струей чистой воды. После этого закапать в глаза 2%-й раствор новокаина.

При ожоге слизистой оболочки рта необходимо длительное промывание чистой водой.

При поражении соляной кислотой нельзя применять нейтрализующие растворы. При попадании на кожу плавиковой кислоты необходимо обильное промывание холодной водой, затем обмывание раствором чайной соды в течение нескольких минут, снова кратковременное промывание холодной водой и прикладывание в течение часа примочки 10%-м раствором хлористого кальция или сернистого магния. Вместо примочки можно накладывать магнезиальную мазь, состоящую из одной части магнезии и двух частей вазелина или глицерина.

При поражении слизистой оболочки глаз плавиковой кислотой необходимо длительное промывание тонкой струей чистой воды, 3%-м раствором хлористого кальция, снова промывание чистой водой и введение 2—3 капель 0,5%-го раствора диканна.

При поражении слизистой оболочки рта необходимо промывание чистой водой, полоскание раствором чайной соды, снова водой, 3—5%-м раствором хлористого кальция и чистой водой.

При поражении плавиковой кислотой нельзя применять мази на жировой основе или масла.

При вдыхании паров серной кислоты раздражаются зрение, дыхательные пути; при попадании на кожу кислота вызывает сильные ожоги, а в глаза — может вызвать даже омертвление роговицы. Предельная концентрация паров серной кислоты в воздухе 0,001 мг/дм³.

При ожогах серной кислотой нейтрализующим веществом является 5%-й раствор питьевой соды.

При вдыхании паров серной кислоты необходимо производить ингаляцию теплым 2%-м раствором питьевой соды (2—3 раза в день по 10 мин), принимать теплое молоко с боржомом, содой.

При поражении глаз необходимо их промыть струей чистой воды, делать прохладные примочки, закапывать стерильное вазелиновое масло.

После оказания первой помощи во всех случаях пострадавших нужно направить к врачу.

В местах производства работ должны быть средства индивидуальной защиты: спецодежда из сукна или шерсти с преланом; резиновые сапо-

ги, резиновые перчатки и прорезиненные фартуки; противогазы марки Л или БКФ (респираторы или, в крайнем случае, многослойные повязки из марли и ваты), защитные очки из органического (для работы с плавиковой кислотой) и обычного стекла (для работы с другими кислотами и реагентами).

На кислотной базе должен быть душ, а на скважине — шланг от водовода для моментального и интенсивного смыва водой кислот.

На рабочем месте, связанном с применением кислот, должна быть аптечка с перечисленными выше медикаментами.

К проведению кислотных обработок допускаются лица, прошедшие медицинскую проверку, обучение по технике безопасности и дополнительный инструктаж по конкретному виду обработки.

Кислотные обработки осуществляются под руководством мастера или другого инженерно-технического работника, назначаемого главным инженером предприятия.

Для закачивания растворов кислот в скважину трубопроводы от насосной установки (цементировочного агрегата) до устья скважины опрессовывают на полтора-два кратное ожидаемое рабочее давление. Если появляются утечки в трубопроводе, закачивание кислоты прекращают, снижают давление и трубопровод промывают водой. Только после этого проводят работы по ликвидации утечек.

Работы по кислотным обработкам должны быть максимально механизированы и выполняться по закрытой системе. Емкости или другие сосуды для хранения или транспортирования кислот должны быть герметичными, а вентили на них — кислотостойкими.

На крыше мерника, используемого для приготовления растворов кислот, должно быть не менее двух отверстий: одно для залива кислоты, другое — для отвода ее паров.

Для выливания кислоты из бутылей в мерник (емкость) должна быть оборудована удобная площадка для работы на ней двух рабочих.

Сальники насосов для перекачивания кислоты должны быть закрыты специальными щитками, которые можно снимать только во время ремонта.

Насосные установки (цементировочные агрегаты) устанавливают не менее чем в 10 м от устья скважины. Расстояние между установками (агрегатами) должно быть не менее 1 м, а кабины обращены в противоположную от устья скважины сторону. На время опрессовки нагнетательного трубопровода устанавливают опасную зону радиусом 50 м от устья скважины.

Кислотные обработки рекомендуют проводить в дневное время.

После окончания работ по закачиванию кислот в скважину насосы и трубопровод тщательно промывают водой.

Нефть и попутный нефтяной газ (в нефтяных добывающих скважинах), природный газ (в газовых добывающих скважинах) являются горючими и взрывоопасными веществами. Поэтому требуется строгое соблюдение мер пожарной безопасности.

Причинами воспламенения могут быть открытый огонь, сильный нагрев, искры от электрооборудования, ударов, трения, разрядов статического и атмосферного электричества, промасленная ветошь и др.

Работы газопламенным и сварочным аппаратами проводятся по специальному разрешению при тщательной подготовке, гарантирующей пожарную безопасность.

Для исключения высекаания искр при ударах пользуются омедненным слесарным инструментом; выхлопные трубы двигателей внутреннего сгорания снабжаются искрогасителями.

Для защиты от статического электричества, возникающего при трении ремennых передач, перемешивании и разбрызгивании нефти, истечении газов и паров с механическими примесями, применяется надежное заземление всех металлических частей.

От прямых ударов молнии производственные объекты защищаются молниезащитами с сопротивлением заземления не выше 10 Ом.

В качестве огнегасительных веществ применяют воду, песок, кошму, азот, диоксид углерода, пены и т. д.

На скважинах должен быть первичный инвентарь для пожаротушения: ящики с песком, лопаты, совки, ломы, топоры, кошма и огнетушители пенные (типа ОП) и углекислотные (типа ОУ). Перечисленный инвентарь используется только по прямому назначению. Обслуживающий персонал должен уметь ими пользоваться.

Применение поверхностно активных веществ (ПАВ)

Поверхностно-активными веществами (ПАВ) называют такие вещества, которые способны накапливаться (адсорбироваться) на поверхности соприкосновения двух тел (или сред, фаз) и понижать ее свободную энергию, т. е. поверхностное натяжение.

Поверхностное натяжение жидкости часто определяют как силу, действующую на единицу длины контура поверхности раздела фаз и стремящуюся сократить эту поверхность до минимума. Например, благодаря поверхностному натяжению капля жидкости при отсутствии внешних сил принимает форму шара.

ПАВ — органические вещества, получаемые обычно из углеводородов, а также спирты, фенолы, жирные кислоты и их щелочные соли — мыла и синтетические жирозаменители и моющие вещества.

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Обработка призабойной зоны пластов ПАВ предназначена для удаления воды и загрязняющего материала, попавших в эту зону при глушении скважины, промывках забоя, ремонтных работах, вскрытии продуктивных пластов глинистым раствором. При этом глубина проникновения воды и загрязняющего материала в призабойную зону находится в прямой зависимости от перепада давления на пласт, проницаемости пород, продолжительности проведения работ с применением воды. Появление воды в призабойной зоне связано также с обводнением продуктивных пластов закачиваемыми, контурными или посторонними водами.

Отрицательная роль воды заключается в следующем.

Вода, попадая на забой скважины, оттесняет нефть и газ в глубь пласта, и часть порового пространства оказывается занятой водой. По-

этому нефть (газ) при своем движении к забою скважины встречают большое сопротивление. В результате этого уменьшается производительность скважины.

По мере эксплуатации скважины вода, продвигающаяся по пласту и обводняющая добываемую продукцию, все больше охватывает призабойную зону и уменьшает при этом поверхность фильтрации для нефти. Поэтому дебит нефти уменьшается, а дебит воды увеличивается.

Вода, вступая в физико-химическое взаимодействие с глинистыми частицами пород, вызывает их набухание и разрушение. Это приводит к закупорке наиболее тонких поровых каналов, т. е. снижается проницаемость пород пласта и уменьшается производительность скважины.

На границе раздела «нефть — вода» могут адсорбироваться асфальтосмолистые вещества, являющиеся активными эмульгаторами. Поэтому в призабойной зоне пласта может образоваться стойкая гидрофобная эмульсия, снижающая проницаемость пород и, следовательно, производительность скважины. Механизм действия ПАВ заключается в снижении поверхностного натяжения на границах раздела «нефть — вода», «нефть — газ», «вода — газ», «вода — твердая поверхность». Благодаря этому размер капель воды в нефти в поровом пространстве уменьшается в несколько раз, а мелкие капли воды вытесняются из пласта значительно быстрее, чем крупные.

Кроме уменьшения поверхностного натяжения некоторые ПАВ гидрофобизируют поверхности поровых каналов в породе. ПАВ, применяемые в водонагнетательных скважинах, способствуют гидрофилизации пород, разрыву пленки нефти и уменьшению поверхностного натяжения на границе с нефтью. Остаточная нефть в виде пленки и капель, прилипших к твердой поверхности, хорошо отмывается и увлекается в глубь пласта струей воды. Это увеличивает фазовую проницаемость породы для воды, т. е. увеличивается проницаемость скважины.

Обработка обводненных скважин ПАВ увеличивает фазовую проницаемость породы для нефти и уменьшает фазовую проницаемость для воды. Это ограничивает приток воды в скважину и увеличивает приток нефти.

ТИПЫ ПРИМЕНЯЕМЫХ ПОВЕРХНОСТНО АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ

ПАВ по химическому строению делятся на два класса: ионогенные и неионогенные.

Ионогенные ПАВ при растворении в воде диссоциируют (распадаются) на два иона — положительно заряженный катион и отрицательно заряженный анион.

В зависимости от того, какой из ионов является носителем поверхностно-активных свойств, ионогенные ПАВ разделяются на анионоактивные и катионоактивные.

Из анионоактивных ПАВ наибольшее применение на практике имеют: нейтрализованный черный контакт НЧК, сульфонатриевые соли СНС, сульфол, азолят, катапин, ДС-РАС и др.

Сульфонат представляет собой порошок, его укладывают в крафт-целлолозные мешки, можно хранить в металлических емкостях (желательно

из нержавеющей стали). Сульфонат перевозят в крытых железнодорожных вагонах и автомашинах. Срок годности при соблюдении условий хранения достигает нескольких лет. Реактив гигроскопичен, негорюч, нетоксичен, биологически разлагаем (до 97%). Температура плавления 160° С, хорошо растворим в дистиллированной воде, в жесткой воде образует муть. Водные растворы сульфоната обладают высокой смачивающей способностью и хорошим моющим действием.

ДС-РАС — вязкая масса, при температуре не ниже 50° С представляет собой жидкость от желтого до светло-коричневого цвета. Хорошо растворим в воде, обладает моющим действием. При хранении в стальных бочках устойчив. ДС-РАС транспортируют в железнодорожных цистернах. Недостатком большинства анионоактивных ПАВ является их взаимодействие с CaCl_2 и MgCl_2 и полное или частичное высаливание с образованием нерастворимых осадков в виде кальциевых и магниевых солей. Поэтому применение анионоактивных ПАВ для ОПЗ не желательно.

Наиболее известными катионоактивными ПАВ являются катапин-А и карбозолин-О.

Катапин-А — мазиобразная масса от светло-коричневого до темно-коричневого цвета, хорошо растворим в жесткой воде, спирте и бензоле; не выпадает в осадок из разбавленных растворов минеральных кислот, щелочей, хлористого натрия, а также в присутствии солей меди, алюминия и бария. Хранят катапин-А в стальных барабанах или бочках.

Карбозолин-О — вязкая жидкость коричневого цвета; легко растворяется в воде при температуре 40—45° С с образованием однородных не расслаивающихся растворов светло-желтого цвета; не выпадает в осадок из разбавленных растворов минеральных кислот, а также в присутствии солей кальция и натрия. Хранят карбозолин-О в стальных бочках.

Катионоактивные ПАВ — хорошие гидрофобизаторы горных пород, поэтому их применение более эффективно в нефтяных добывающих скважинах. Эффективность применения катионоактивных ПАВ в водонагнетательных скважинах (хотя они уменьшают набухаемость глинистых частиц) несколько меньше, чем неионогенных ПАВ из-за гидрофобизации поверхности частиц породы.

Неионогенные ПАВ не диссоциируют в водных растворах. Они более устойчивы к действию солей, кислот и щелочей как при нормальной, так и при повышенной температурах.

Молекула неионогенных ПАВ состоит из гидрофобной (молекулы амина, фенола, алкилфенола или других углеводородов) и гидрофильной частей (оксид этилена).

Из неионогенных ПАВ наиболее распространены полиэтиленгликолевые эфиры алкилфенолов, синтезированные под названием вспомогательных веществ ОП (ОП-4, ОП-7, ОП-10 и др.), и продукты конденсации фракций угольных фенолов с оксидом этилена (УФЭ_в и др.). ОП означает оксиэтилированный препарат, а цифры — среднее число групп оксида этилена на один моль алкилфенола.

Неионогенные ПАВ растворяются в воде или керосине в зависимости от соотношения гидрофильной и гидрофобной частей. Например, ОП-4 не растворяется в воде или дает в воде густые коллоидные растворы (размеры час-

тии таких растворов 10^{-5} — 10^{-7} см); ОП-7 и выше водорастворимы, но практически не растворяются в керосине.

ПАВ ОП-7 и ОП-10 обладают большой поверхностной активностью, низкой адсорбируемостью на глинистых породах и хорошей моющей способностью. Поэтому они наиболее подходят для вымывания загрязняющего материала из ПЗП. Недостатком ОП-7 и ОП-10 является их способность образовывать и разрушать эмульсии строго в зависимости от их концентрации. Например, при концентрации 0,1—0,2% ОП-10 предупреждает образование эмульсии, а при концентрации 1% способствует образованию устойчивой эмульсии.

ПАВ типа ОП-10 имеют желтоватый цвет, поступают с завода в двухсотлитровых бочках. При температуре ниже 10°C сильно загустевают и превращаются в нетекучую пастообразную массу.

Для снижения осадкообразования различные ПАВ смешивают между собой. Это обеспечивает образование синергетического эффекта; смесь двух или более ПАВ при определенных условиях обладает лучшими свойствами, чем каждое отдельное ПАВ, входящее в эту смесь.

Сведения о растворимости различных ПАВ и их смесей в различных водах приводятся в табл. 28.

Таблица 28

Осадкообразование (% сухого вещества) в минерализованных водах 1%-х растворов ПАВ и их смесей

Водный раствор ПАВ	Вода		
	морская	щелочная	жесткая
Сульфонат НН-1	7,1	—	9,8
Сульфонат Na	—	—	7,0
ДС-РАС	—	—	5,9
СНС	29,0	32,6	8,6
Катапин-А	9,6	9,7	5,9
ОП-10	—	—	—
ОП-10 + ДС-РАС (2:1)	—	—	—
ОП-10 + СНС (2:1)	8,0	—	2,0

Неионогенные ПАВ рекомендуют применять для обработки призабойных зон водонагнетательных скважин, у которых продуктивные пласты глинистые и малопроницаемые. Неионогенные ПАВ при небольших концентрациях снижают набухаемость глинистых частиц и увеличивают приемистость водонагнетательных скважин.

Применение неионогенных ПАВ дает хорошие результаты и в коллекторах с высокой карбонатностью.

ТЕХНОЛОГИЯ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТОВ

Основные параметры технологии обработки — объем и концентрация раствора ПАВ.

Оптимальное количество раствора ПАВ на одну обработку призабойной зоны пластов равно 0,8—1,0 м³ на 1 м перфорированной толщины пла-

та. Однако в зависимости от конкретных условий эксплуатации скважин, количество ПАВ может изменяться в большую или меньшую сторону.

При выборе концентрации ПАВ в растворе учитывают его потери на адсорбцию в наземном оборудовании, в ИКТ, на поверхностях породы и загрязняющего материала и т. д. Эти потери на практике изменяются в широких пределах. Поэтому расчетным путем определять необходимую концентрацию ПАВ трудно.

Например, исследованиями установлено, что для разложения естественной эмульсии концентрация раствора ОП-10 составляет 0,1–0,2%. При необходимости выноса загрязняющих твердых частиц из трещин породы концентрация ОП-10 должна быть увеличена до 0,4–0,5%. Если пластовая нефть содержит в большом количестве асфальто-смолистые вещества, то концентрацию ПАВ рекомендуют увеличить до 0,5–0,8%. Для разрушения смеси нефти с буровым раствором требуется увеличение концентрации ПАВ до 1–2%.

Рекомендуемые концентрации других ПАВ следующие: СНС 1,5–2%; сульфонол –0,3–0,4%; азолят 1%; НКК –2–3%.

Растворы ПАВ закачивают в призабойную зону пластов по технологическим схемам, используемым в процессе солянокислотных обработок. ИКТ спускают до нижних отверстий перфорации пласта. Количество продавочной жидкости должно обеспечить подъем раствора ПАВ над интервалом перфорации не менее 50 м. Затем закрывают затрубное пространство и раствор ПАВ задавливают в пласт, исходя из оставления его в колонне выше интервала перфорации не менее 50 м.

Время выдержки раствора ПАВ в пласте зависит от забойной температуры, содержания в нефти асфальто-смолистых веществ и степени загрязнения призабойной зоны пласта. Например, для ОП-10 время выдержки изменяется от 5–6 ч (при температуре 20° С) до 2–3 ч (при 50° С); при изменении содержания асфальто-смолистых веществ от 5 до 20% время выдержки увеличивается от 10 до 20 ч; увеличение содержания твердых загрязняющих частиц в призабойной зоне от 5 до 10% увеличивает время выдержки от 2 до 5 ч.

Суммарное время выдержки раствора ПАВ в пласте выбирается практически путем (1–2 суток). После времени выдержки добывающие скважины промывают водным раствором, содержащим также ПАВ, или возбуждают из них приток компрессором в зависимости от величины пластового давления. Водонагнетательную скважину после времени выдержки пускают под закачку воды от КНС.

Эффективность обработок ИЗП раствором ПАВ определяют так же, как и эффективность кислотных обработок.