В. Г. УМЕТБАЕВ

ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

СПРАВОЧНИК РАБОЧЕГО

МОСКВА "НЕДРА" 1989

ББК 33.131
У 52
УДК 622.243.1 (035)

Рецензент канд. техн. наук *И. А. Сидоров*

Инв. № 576319
Библиотека УНТИ

Уметбаев В. Г.

У 52 Геолого-технические мероприятия при эксплуатации скважин: Справочник рабочего.— М.: Недра, 1989.— 215 с.: ил.
ISBN 5—247—00703—4

Приведена классификация геолого-технических мероприятий для повышения производительности добывающих и нагнетательных скважин. Описана технология кислотных обработок скважин, гидроразрыва пласта, тепловых способов воздействия на скважину и призабойную зону, применения поверхностно-активных веществ, борьбы с отложением солей и парафина, приобщения пластов и других способов. Приведены технические характеристики оборудования, механизмов и инструмента для их выполнения. Особое внимание уделено охране труда и противопожарным мероприятиям.

Для рабочих, занимающихся добычей нефти, капитальным и текущим ремонтом скважин.

У $\frac{2503010400-294}{043(01)-89}$ 305—89

ББК 33.131

ISBN 5—247—00703—4

© Издательство «Недра», 1989

ПРЕДИСЛОВИЕ

Вступление многих крупнейших месторождений страны в позднюю стадию разработки повышает роль методов интенсификации добычи нефти.

Наряду с совершенствованием системы разработки отдельных месторождений (путем повышения эффективности заводнения, применения новых методов увеличения нефтеотдачи) интенсификация добычи нефти достигается и за счет постоянной работы над фондом скважин. Эта работа направлена прежде всего на поддержание скважин в работоспособном состоянии путем проведения в них различных геолого-технических мероприятий, включающих обработку призабойной зоны, приобщение, дострел и перестрел пластов, предупреждение и удаление солеотложений и парафина, оптимизацию режимов и изменение способов эксплуатации, сокращение бездействующего фонда и проведение ремонтно-изоляционных работ.

Планирование проведения геолого-технических мероприятий осуществляется инженерно-геологической службой нефтегазодобывающего предприятия, а их осуществление возлагается на бригады подземного и капитального ремонта скважин.

Имеющаяся техническая литература по вопросам нефтедобычи в основном рассчитана на специалистов инженерной подготовки. Кроме того, рассредоточенность сведений по методам интенсификации добычи нефти создает определенные трудности в ознакомлении с материалом и практическом его использовании.

Справочник «Геолого-технические мероприятия при эксплуатации скважин» является первой попыткой обобщения опубликованных результатов исследований и практического опыта по интенсификации добычи нефти.

При работе над Справочником автор стремился к наиболее простой форме изложения материала, старался меньше использовать сложные терминологию и формулы.

В Справочнике описаны механизмы действия и назначение различных методов увеличения производительности скважин, условия и технология их проведения, характеристика применяемых материалов, техники и оборудования. Приведены также наиболее простые способы определения технологической эффективности мероприятий, сведения о технике безопасности и противопожарных мероприятиях, охране недр и окружающей среды и организации и планировании работ.

В отдельном разделе приведены основные понятия по геологии и разработке нефтяных месторождений.

Справочник предназначен главным образом для рабочих ремонтных бригад, непосредственно проводящих геолого-технические мероприятия, и, как надеется автор, будет способствовать повышению их квалификации, технологической дисциплины и в целом эффективности работ по интенсификации добычи нефти.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В СПРАВОЧНИКЕ

АДС — аккумулятор давления скважины
АСПО — асфальто-смолистые и парафиновые отложения
БФА — бифторид-фторид аммония
ВВ — взрывчатое вещество
ВНК — водонефтяной контакт
ГНК — газонефтяной контакт
ГПП — гидропескоструйная перфорация
ГРП — гидравлический разрыв пласта
ГТМ — геолого-техническое мероприятие
КМЦ — карбоксиметилцеллюлоза
КНС — кустовая насосная станция
КССБ — концентрированная сульфит-спиртовая барда
МРП — межремонтный период
НКТ — насосно-компрессорные трубы
НЧК — нейтрализованный черный контакт
ОПЗ — обработка призабойной зоны
ОРЭ — одновременно-раздельная эксплуатация
ПАА — полиакриламид
ПАВ — поверхностно-активное вещество
ПЗП — призабойная зона пласта
ПКО — пенокислотная обработка
ПРС — пакер для ремонта скважин
РИР — ремонтно-изоляционные работы
СВБ — сульфатвосстанавливающие бактерии
СКО — солянокислотная обработка
СНС — сульфонатриевые соли
ССБ — сульфит-спиртовая барда
ТГХВ — термогазохимическое воздействие
ТХВ — термохимическое воздействие
УСШН — установка скважинного штангового насоса
УЭЦН — установка электроцентробежного насоса

ГЛАВА I

ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ ПО ГЕОЛОГИИ И РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Нефть и газ содержатся в основном в песках, песчаниках, известняках, являющихся хорошими коллекторами для жидкостей и газов.

Коллектором называют горную породу, обладающую способностью вмещать жидкости и газы и пропускать их через себя при наличии перепада давления.

Скопления нефти (газа) в природе встречаются в пластах пористой породы. Такие пласты называют нефтяными (газовыми) пластами или горизонтами.

Пласт представляет собой однородные относительно маломощные отложения, отличающиеся какими-либо признаками, ограниченные более или менее ясно от ниже- и вышележащих отложений и занимающие определенное положение в разрезе.

Выклинивание пласта — постепенное уменьшение мощности пласта по площади со сближением кровли и подошвы пласта вплоть до их слияния на границе выклинивания.

Горизонт в промысловой геологии — один значительный по мощности пласт, в основном представленный коллектором, или группа пластов-коллекторов, обычно в той или иной степени гидродинамически связанных.

Прослой — тонкий слой горной породы, имеющий подчиненное значение, заключенный между основными, обычно более мощными слоями иного цвета или иного состава.

Продуктивный горизонт (пласт, прослой) — горизонт (пласт, прослой), полностью или в значительной мере представленный породой-коллектором (песчаником, известняком и т. п.) с промышленным нефтегазонасыщением.

Залежь (углеводородов) — естественное скопление нефти, газа, газоконденсата в ловушке, образованной породой-коллектором под покрышкой из непроницаемых пород.

Нефтяная залежь представляет собой залежь, содержащую только нефть (с некоторым количеством растворенного газа).

Нефтегазовая залежь — двухфазная залежь, в которой газовая часть (газовая шапка) превышает по объему подстилающую нефтяную часть залежи.

Газонефтяной залежью называют двухфазную залежь, содержащую нефть и газ, в которой запасы нефти преобладают над запасами газа.

Газовая шапка — газовая часть газонефтяной залежи.

Месторождение (углеводородов) — одна или несколько залежей на одной площади, связанные с благоприятной тектонической структурой или с ловушками другого типа.

Месторождение нефти и газа — месторождение, состоящее из нефтяных и газовых залежей.

Объект разработки — один или несколько продуктивных пластов месторождения, выделенные по геолого-техническим условиям и экономическим соображениям для разбуривания и эксплуатации единой системой скважин.

Сетка скважин — характер взаимного расположения добывающих и нагнетательных скважин на эксплуатационном объекте с указанием расстояний между ними.

Под разработкой нефтяного месторождения понимают управление процессом движения жидкостей и газа в пласте к забоям добывающих скважин при помощи размещения скважин, установления их числа и порядка ввода в эксплуатацию, режима их работы и баланса пластовой энергии.

Первая стадия разработки нефтяных месторождений характеризуется увеличением добычи нефти при небольшой обводненности продукции; вторая стадия — высоким уровнем добычи нефти и одновременно нарастанием обводненности добываемой продукции к концу периода; третья стадия — значительным снижением добычи нефти, увеличением обводненности продукции; четвертая (завершающая) стадия — низкими, медленно снижающимися уровнями добычи нефти, высокой обводненностью всех скважин и добываемой продукции.

Гидродинамически совершенной называется скважина, в которой пласт вскрыт на всю мощность и забой открыт, так что жидкость может свободно притекать через всю поверхность её стенок.

Скважина, гидродинамически несовершенная по степени вскрытия,— скважина с открытым забоем, вскрывшая пласт не на полную мощность.

Скважина, гидродинамически несовершенная по характеру вскрытия,— скважина, вскрывшая пласт на всю его мощность, но сообщающаяся с пластом только через отверстия в колонне труб (специальный фильтр или перфорационные отверстия).

Важнейшим свойством любой жидкости, в том числе и нефти, является вязкость, то есть свойство жидкости сопротивляться взаимному перемещению ее частиц при движении.

Различают динамическую и кинематическую вязкость.

За единицу динамической вязкости μ принимают вязкость такой жидкости, при движении которой возникает сила внутреннего трения в 1 Н (ньютон) на площади 1 м^2 между слоями, движущимися на расстоянии 1 м с относительной скоростью 1 м/с.

$$[\mu] = \text{Па} \cdot \text{с} \text{ (паскаль-секунда)}.$$

Вязкость пластовых жидкостей, в том числе и нефти, намного ниже 1 Па·с, поэтому в промысловой практике пользуются единицей вязкости, в 1000 раз меньшей 1 Па·с, то есть мПа·с (миллипаскаль-секунда).

Вязкость пластовых нефтей изменяется в широких пределах — от 0,2 до 2000 мПа·с и более. Наиболее распространенными являются значения вязкости 0,8—50 мПа·с.

Вязкость пресной воды при температуре +20° С равна 1 мПа·с.

Кинематическая вязкость (отношение динамической вязкости к плотности) измеряется в м^2·с$^{-1}$.

Породы-коллекторы характеризуются определенными свойствами: пористостью, проницаемостью и трещиноватостью.

Под пористостью горной породы понимают наличие в ней пустот (пор). Коэффициентом полной (или абсолютной) пористости $m_п$ называется отношение суммарного объема пор $V_{пор}$ в образце породы к видимому его объему $V_{обр}$:

$$m_п = V_{пор}/V_{обр}.$$

Пористость измеряют в долях единицы или в процентах (например, 0,20, или 20%).

Эффективную пористость определяют только исходя из объема открытых, т. е. связанных между собой, пор, насыщенных нефтью или газом, за исключением содержания связанной воды в порах.

Под проницаемостью горной породы понимают ее способность пропускать через себя жидкости и газы. Движение жидкостей или газов через пористую среду называют фильтрацией.

Возможность фильтрации жидкостей и газов зависит от размеров пор и поровых каналов, а также от свойств самих жидкостей и газов.

Породы нефтяных и газовых месторождений по размерам поровых каналов условно разделяют на три группы:

больше 0,5 мм — сверхкапиллярные, фильтрация жидкостей в них происходит свободно;

от 0,5 до 0,0002 мм — капиллярные, фильтрация жидкости происходит под действием силы, большей чем капиллярные силы (силы прилипания и сцепления), газы перемещаются легко;

меньше 0,0002 мм — субкапиллярные, жидкости практически не могут фильтроваться.

Коэффициент проницаемости породы определяют по формуле

$$K = Q \cdot \mu \cdot L/\Delta p \cdot F,$$

где K — коэффициент проницаемости, м^2; Q — расход жидкости, м^3/с; μ — динамическая вязкость, Па·с; L — длина образца, м; Δp — перепад давления, Па; F — площадь поперечного сечения образца, м^2.

Следовательно, за единицу проницаемости принимается проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью 1 м^2 и длиной 1 м при перепаде давления 1 Па расход жидкости вязкостью 1 Па·с составляет 1 м^3/с.

В промысловой практике пользуются единицей проницаемости, в 10^{12} раз меньшей 1 м^2, то есть 1 мкм^2 (квадратный микрометр).

Различают абсолютную, эффективную и относительную проницаемость.

Абсолютная проницаемость — проницаемость пористой среды при движении в ней только одной однородной жидкости или газа, т. е. одной фазы.

Эффективная (фазовая) проницаемость — проницаемость породы для одной из жидкостей или газа при одновременном движении нескольких жидкостей и газа, т. е. при движении многофазных систем.

Относительная проницаемость — отношение эффективной проницаемости к абсолютной.

Эффективная и относительная проницаемости изменяются в процессе разработки нефтяных месторождений. По мере падения пластового давления и выделения газа из нефти, а также обводнения добываемой продукции эффективная проницаемость для нефти уменьшается.

Трещиноватость горных пород определяется густотой развития в них трещин.

Жидкости и газы находятся в пласте под определенным давлением, которое называют пластовым.

Пластовое давление — основной источник энергии в пластах: напор краевой, подошвенной вод; давление газа в газовой шапке; давление растворенного газа в нефти в момент выделения газа из раствора; сила тяжести; упругость пласта и насыщающих его нефти, воды и газа. Перечисленные показатели проявляются раздельно или совместно. Чем выше пластовое давление, тем больше запасы энергии в пласте.

Начальное пластовое давление, т. е. величину давления в продуктивном пласте до начала его разработки, приближенно определяют по формуле

$$P_{пл.\ н} = H \cdot \rho \cdot g \approx 10^4\ H,$$

где $P_{пл.\ н}$ — начальное пластовое давление, Па; H — глубина залегания пласта, м; ρ — плотность воды, кг/м^3; g — ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с^2 (в приближенных расчетах g равно 10 м/с^2); 10^4 — переводной коэффициент, Па/м.

Как видно из формулы, величина пластового давления соответствует гидростатическому давлению воды. Однако известны месторождения, где пластовое давление превышает гидростатическое. Тогда используют выражение «аномально высокое пластовое давление» (АВПД).

Более точно величину пластового давления определяют глубинным манометром.

Забойное давление — давление столбов жидкости и газа на забой работающей или простаивающей скважины.

Перепад давления (депрессия) — разность между пластовым и забойным давлением. Перепад давления (репрессия) — разность между забойным и пластовым давлением. Забойное давление также определяют глубинным манометром. Однако для приближенных расчетов используют определенные зависимости.

Статический уровень — уровень жидкости в остановленной скважине.

Водонефтяной контакт — граничная поверхность (горизонтальная или наклонная) в переходной зоне нефтяной залежи, выше которой фазовая проницаемость для воды равна нулю, т. е. выше этой границы из пласта получают практически безводную нефть.

Подошвенная вода — вода, залегающая под нефтяной или газовой залежью в одном пласте непосредственно под нефтью и не отделенная от нефти водонепроницаемыми породами.

Краевая вода — вода, находящаяся в том же пласте, что и залежь, либо покрывающая её сверху (верхняя краевая), либо подпирающая снизу (нижняя краевая).

ГЛАВА 2

НАЗНАЧЕНИЕ И КЛАССИФИКАЦИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ

Геолого-технические мероприятия (ГТМ) — работа по интенсификации добычи нефти и газа путем воздействия на продуктивные пласты (восстановление или увеличение проницаемости, охват пласта притоком и закачкой; регулирование депрессии, отборов жидкости; изоляция обводненных пластов и их интервалов) и применения технико-технологических способов улучшения (облегчения) условий транспортирования нефти с забоя на устье скважины.

Необходимость проведения ГТМ обусловливается всем технологическим процессом вскрытия и освоения продуктивного пласта, эксплуатации скважин в различных гидро- и термодинамических (изменение давления и температуры в пласте и стволе) условиях, восполнения пластовой энергии (заводнение различными по химическому составу и степени подготовки водами, применение новых методов увеличения нефтеотдачи) и т. д.

До вскрытия бурением продуктивный пласт находится в относительно равновесном состоянии. После вскрытия бурением продуктивного пласта по всей его толщине вокруг ствола скважины образуется призабойная зона пласта (ПЗП). Размеры ПЗП изменяются от долей метров до десятков метров. В этой зоне и возникают различные явления, зависящие от геолого-физической характеристики коллектора, физико-химических свойств насыщающих его жидкостей и способа воздействия на пласт в процессе вскрытия и эксплуатации скважины.

Форма, размеры и гидродинамические параметры (проницаемость, коэффициент продуктивности) ПЗП, постоянно изменяющиеся в процессе эксплуатации скважины, определяют степень совершенства гидравлической связи скважины с пластом и значительно влияют на ее производительность.

Если пласт вскрывается без присутствия промывочной жидкости (например, ударным способом), то равновесное состояние структуры породы-коллектора и насыщающих его жидкостей может быть нарушено только в результате изменившегося соотношения пластового и забойного давлений. В этом случае сохраняется естественная проницаемость коллектора, так как в пористую среду не вносится ничего постороннего.

Однако в большинстве случаев продуктивные пласты вскрывают с применением промывочных жидкостей на водной основе. Такие же жидкости используют и при вскрытии пласта перфорацией, при освоении скважин и проведении ремонтных работ. Таким образом, продуктивный пласт многократно подвергается воздействию промывочной жидкости, поэтому естественная проницаемость ПЗП ухудшается.

Все факторы, вызывающие ухудшение ПЗП, подразделяют на четыре группы.

I. Факторы, вызывающие механическое загрязнение ПЗП:

А. Засорение пористой среды ПЗП твердой фазой промывочного раствора при бурении, а также при капитальном и подземном ремонтах

скважин. Глубина проникновения глинистых частиц в песчаниках в зависимости от размеров пор и фильтрационных каналов составляет 1—20 мм.

2. Закупорка тонкого слоя породы вокруг забоя глиной или тампонажным цементом при цементировании эксплуатационных колонн. Путем перфорации заглинизированный и зацементированный слой песчаников обычно пробивается, но в крупнозернистых песках проницаемость ПЗП по этой причине может существенно ухудшиться.

3. Проникновение глинистого и особенно тампонажного растворов в трещины, что в несколько раз может снизить среднюю проницаемость ПЗП.

4. Загрязнение ПЗП нагнетательных скважин илистыми частицами, содержащимися в закачиваемой воде. В этом случае проницаемость может снизиться в десятки раз.

5. Обогащение ПЗП мельчайшими частичками за счет кольматажа и суффозии (выноса мелких минеральных частиц и растворенных веществ водой) при возвратно-поступательном движении фильтрата и пластовой жидкости во время спуско-подъемных операций.

6. Кольматаж ПЗП минеральными частицами, приносимыми жидкостью из удаленных зон пласта.

II. Физико-литологические факторы, обусловленные действием пресной воды на цемент и скелет породы:

1. Проникновение в ПЗП фильтрата глинистого раствора или воды при капитальном и подземном ремонте скважин.

2. Закачивание воды в пласт для поддержания пластового давления.

3. Закачивание в пласт сбросовой жидкости.

4. Прорыв посторонних пластовых слабоминерализованных вод в продуктивный пласт.

5. Прорыв закачиваемой в водонагнетательные скважины воды в ПЗП в добывающих скважинах.

III. Физико-химические факторы:

1. Проникновение в пористую среду воды, что приводит к увеличению водонасыщенности и созданию «блокирующей» преграды фильтрации нефти и газа за счет разности поверхностных натяжений воды и пластовой жидкости.

2. Образование в ПЗП устойчивой эмульсии из-за периодического изменения гидродинамического давления на стенки скважины и поэтому взаимного диспергирования (измельчения) воды (фильтрата) и нефти. Этому способствует наличие в нефти асфальто-смолистых веществ, являющихся эмульгатором. Нефтяные эмульсии обладают высокой вязкостью и малотекучестью, в состоянии покоя они больше похожи на упругий гель, чем на жидкость. Из-за того, что вязкость эмульсии во много раз выше вязкости нефти, образование эмульсии в ПЗП всегда приводит к существенному снижению проницаемости пористой среды.

3. В водонагнетательных скважинах выпадение солей на скелете пород ПЗП при контакте пластовых и закачиваемых вод в начальный период нагнетания вод.

IV. Термохимические факторы:

1. Отложение парафина на скелете пород пласта в залежах с низкой

пластовой температурой. Этот процесс происходит при охлаждении призабойной зоны во время вскрытия пласта, при длительной эксплуатации скважин и при закачивании воды в пласт.

2. Проникновение в продуктивный пласт нижних высокотемпературных и сильноминерализованных вод и последующее их охлаждение, что способствует отложению солей и ухудшению проницаемости ПЗП.

3. Образование гидратов в газовых скважинах.

Большинство перечисленных выше причин ухудшения проницаемости ПЗП возникают уже в процессе бурения и освоения скважин.

Ухудшение проницаемости ПЗП происходит и при эксплуатации скважин. Из-за интенсивного выделения растворенного газа и снижения давления и температуры в призабойных зонах выпадают твердые частицы карбоната кальция, сульфата кальция и бария, т. е. образуются отложения неорганических солей. Этому же способствуют современные методы разработки нефтяных месторождений с широким внедрением интенсивных систем заводнения и с применением поверхностных пресных и сточных вод для поддержания пластового давления. В этих условиях отложение неорганических солей происходит и на подземном оборудовании. Особенно интенсивное отложение солей наблюдается при механизированных способах добычи нефти, т. к. именно этими способами добывается наиболее обводненная продукция.

Солевые отложения значительно осложняют эксплуатацию скважин, оборудованных установками погружных центробежных электронасосов (УЭЦН). Например, на поверхностях электронасосов иногда образуется камнеобразный осадок, толщина которого достигает 1 мм. Такие явления нарушают теплообмен, приводят к заклиниванию электродвигателя, поломке вала и выхода насоса из строя.

В скважинах, оборудованных установками скважинных штанговых насосов (УСШН), ниже приема насоса образуются солевые пробки, высота которых иногда достигает 500 м и более; при этом внутренний диаметр насосно-компрессорных труб (НКТ) сужается на 10-12 мм. Солевые отложения полностью выводят из строя насосы, приводят к частому обрыву насосных штанг, порче НКТ и другим осложнениям. Все это на продолжительное время нарушает нормальный режим работы нефтяных скважин и приводит к потере добычи нефти.

Взвешенные твердые частицы и эмульгированная нефть, различные микроорганизмы и водоросли, содержащиеся в закачиваемых водах, загрязняют поверхность фильтрации, закупоривают поровые каналы продуктивного пласта и снижают приемистость водонагнетательных скважин.

Заводнение продуктивных пластов иногда сопровождается появлением в них сероводорода, связанного с деятельностью сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ). СВБ восстанавливают сульфаты воды до сероводорода.

СВБ практически содержатся во всех поверхностных и подземных источниках воды, при закачивании которых неизбежно загрязнение ПЗП водонагнетательных скважин. Жизнедеятельность СВБ протекает без доступа кислорода. Источником энергии для их развития в нефтяном

пласте служат углеводороды, поэтому СВБ развиваются только в нефтеносных пластах.

Активная жизнедеятельность СВБ при разработке нефтяных месторождений снижает приемистость водонагнетательных скважин в результате выпадения в ПЗП карбонатных осадков (при замещении сульфатных ионов воды карбонатными), осадков сульфида железа (при использовании воды с большим содержанием железа) или закупоривания колониями микроорганизмов поровых каналов продуктивного пласта в ПЗП.

Заметное ухудшение проницаемости ПЗП происходит при капитальном ремонте скважин. Например, при изоляции притока воды с задавливанием тампонажного раствора через перфорированные интервалы последние могут загрязниться по всей толщине.

При отключении нижних пластов без применения пакера тампонажный раствор также может загрязнить соседний верхний перфорированный интервал.

Во всех перечисленных выше случаях для восстановления или увеличения проницаемости ПЗП применяют геолого-технические мероприятия (рис. 1.): методы ОПЗ, способы удаления отложений неорганических солей и АСПО. Кроме того, проводят работы с целью очистки подземного оборудования, что способствует восстановлению нормального режима эксплуатации скважин или пуску скважины в эксплуатацию после выхода ее из строя вследствие солеотложений или АСПО.

При обработке призабойной зоны (ОПЗ) применяют механические, химические и физические методы воздействия на пласт.

Выбор метода ОПЗ зависит от строения продуктивного пласта, состава слагающих его пород и других пластовых условий, а также от причин снижения продуктивности скважин.

При механическом методе создаются новые каналы и трещины, которые соединяют ствол скважины с пластом.

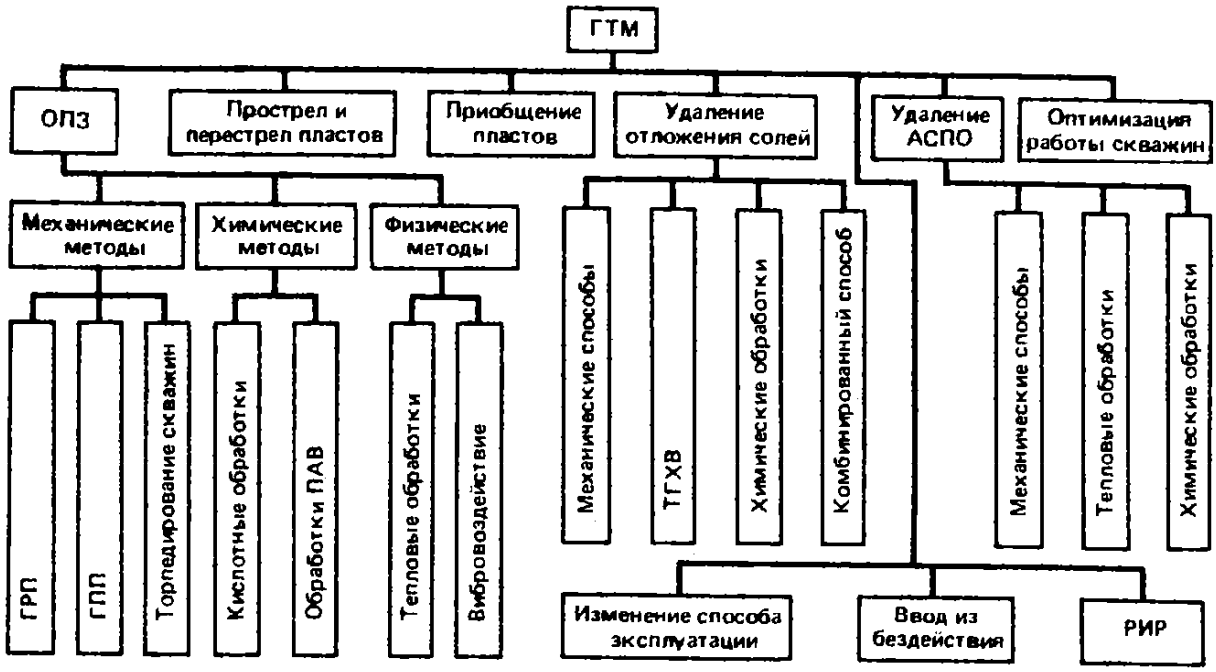


Рис. 1. Классификация геолого-технических мероприятий

К механическим методам относятся гидравлический разрыв пласта (ГРП), гидропескоструйная перфорация (ГПП) и торпедирование скважин. Механические методы применяют в плотных породах.

Химический метод основан на реакции взаимодействия закачиваемых химических веществ (в основном кислот) с некоторыми породами (карбонатными породами и песчаниками, содержащими карбонатные вещества) пласта и загрязняющими пласт привнесенными отложениями.

К химическим методам относятся и обработки пластов поверхностно активными веществами (ПАВ).

К физическим методам отнесены тепловые обработки и вибровоздействие, механизм действия которых основан на физических явлениях.

При тепловых методах прогрев ствола скважины и ПЗП обеспечивает расплавление АСПО и облегчает их вынос на поверхность. Вибровоздействие основано на создании пульсирующего давления на продуктивный пласт, в результате чего в ПЗП образуется сеть трещин.

Для удаления отложений солей применяют следующие методы: механические способы (скребки, разбуривание), термогазохимическое воздействие (ТГХВ), основанное на создании в течение короткого времени высокого давления в результате горения порохового заряда; химические обработки с использованием различных растворителей; комбинированные обработки (например, сочетание химической обработки с ТГХВ).

К геолого-техническим мероприятиям относятся также приобщение, дострел и перестрел пластов, оптимизация режима работы скважин, изменение способа добычи нефти, ввод скважин из бездействия и ремонтно-изоляционные работы (см. рис. 1).

Приобщение пласта (пластов) — работы по перфорации и освоению пластов в скважине, уже эксплуатирующей другой пласт (пласты). Приобщение пластов осуществляют на основании проектов совместной разработки многопластовых месторождений.

Дострел пласта производят с применением различных перфораторов для вовлечения в работу всей нефтенасыщенной толщины, а перестрел — для восстановления или увеличения проницаемости ПЗП после различных ремонтных работ.

Оптимизация режима работы скважин — прирост добычи нефти при минимальных затратах, т. е. при минимальной величине себестоимости нефти (денежное выражение текущих затрат предприятия на добычу нефти и ее реализацию).

Затраты на добычу нефти зависят от условий эксплуатации скважин, установленного режима эксплуатации и режима откачивания жидкости из скважин.

Условия эксплуатации скважин — это ее геолого-физическая характеристика: глубина залегания продуктивного пласта, высота подъема жидкости, состав откачиваемой нефти, воды, газа, наличие песка в жидкости и т. д.

Режим эксплуатации скважины — скорость притока жидкости из пласта в скважину, т. е. дебит скважины. Режим эксплуатации скважин во времени меняется из-за изменения условий притока жидкости из

пласта в скважину, снижения производительности насоса по мере его износа, остановки для ремонта оборудования и т. д.

Режим откачивания — режим работы УСШН, УЭЦН, газлифта и т. д. Например, режим откачивания УСШН определяется тремя основными параметрами: диаметром насоса, длиной хода плунжера и числом качаний балансира.

Следовательно, один и тот же режим эксплуатации может осуществляться различными режимами откачивания. Поэтому цель ГТМ по оптимизации режима эксплуатации скважин — выбор наивыгоднейшего сочетания параметров УСШН.

Правильный подбор электроцентробежного насоса к скважине заключается в выборе из стандартного ряда такого насоса, характеристика которого соответствует условной характеристике скважины по дебиту и напору, а затраты при этом минимальные. Одним из основных параметров при выборе и определении режима работы УЭЦН является давление, развиваемое насосом. Поэтому при расчете параметра «напор» исходят из реального процесса откачивания жидкости при заданном режиме работы скважины.

В ряде случаев выбор оптимального оборудования для добычи нефти не только менее капиталоемкий, но и более эффективный. Поэтому прежде чем наметить ГТМ по увеличению дебита скважины, необходимо рассчитать максимально возможный дебит.

Если дебит скважины ограничен, то в качестве критерия оптимизации принимают другие параметры, наиболее сильно влияющие на себестоимость добываемой продукции.

Эффективность применения механизированных способов эксплуатации скважин оценивают как при проектировании системы разработки нефтяного месторождения, так и в процессе его эксплуатации.

Для экономической оценки механизированных способов эксплуатации скважин на месторождении определяют капитальные вложения и годовые эксплуатационные расходы.

В большинстве нефтяных районов после прекращения фонтанирования скважины переводят на эксплуатацию УСШН. В этот период еще недостаточно осваивается система поддержания пластового давления, поэтому перевод скважин на эксплуатацию УЭЦН, обеспечивающую большие отборы жидкости, считается еще преждевременным из-за необеспеченности отборов закачкой воды.

При развитой системе заводнения пластов с целью поддержания пластового давления скважины после фонтанного периода эксплуатации сразу же могут переводиться на эксплуатацию УЭЦН. На практике перевод скважин из эксплуатации УСШН на эксплуатацию УЭЦН в основном осуществляют в конце третьей и на четвертой стадии разработки. Цель данного перевода — форсирование (усиление, ускорение) отборов жидкости из обводненных скважин. При этом еще больше увеличивается обводненность продукции, но в то же время обеспечивается увеличение добычи нефти (нефтеотдача) в условиях маловязкой нефти, неоднородного строения и пониженной проницаемости продуктивных пластов.

На месторождениях с повышенной вязкостью нефти перевод скважин

на эксплуатацию УЭЦН для форсирования отборов жидкости из обводненных скважин осуществляют еще в бо́льших масштабах. Это способствует значительному увеличению добычи нефти.

ГТМ по вводу скважин из бездействия связаны в основном с проведением в скважинах различных ремонтных работ. В сокращении бездействующего фонда скважин заложен значительный резерв увеличения добычи нефти на любом месторождении.

Определенные виды ремонтно-изоляционных работ (РИР) также относят к ГТМ, направленным непосредственно на увеличение добычи нефти. Такими видами работ являются технологические виды РИР, необходимость проведения которых вызвана требованиями технологии разработки продуктивных пластов и месторождения в целом.

Например, увеличению добычи нефти и сокращению добычи воды способствуют РИР по отключению (изоляции) отдельных обводненных (выработанных) интервалов продуктивного пласта в нефтяных добывающих скважинах и регулированию закачки воды по толщине заводняемых пластов в водонагнетательных скважинах.

Увеличение добычи нефти и сокращение объемов попутно добываемой воды достигается также путем проведения РИР по отключению отдельных обводненных пластов в нефтяных добывающих и водонагнетательных скважинах, одновременно эксплуатирующих несколько пластов.

Среди аварийно-восстановительных РИР технологический эффект по приросту добычи нефти и сокращению объемов попутно добываемой воды может быть достигнут также путем проведения работ по исправлению некачественного цементного кольца.

ГЛАВА 3

МЕХАНИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ СКВАЖИН

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТОВ (ГРП)

В процессе бурения и эксплуатации скважин породы пласта могут загрязняться даже на большом расстоянии от ствола скважины. В результате этого затрудняются приток жидкости в добывающих скважинах и поглощение закачиваемой воды в нагнетательных скважинах. Снижение проницаемости ПЗП может происходить за счет перераспределения напряжений после вскрытия пласта бурением, что приводит к снижению проницаемости естественных трещин. Для увеличения или восстановления производительности скважин в перечисленных случаях применяют ГРП.

НАЗНАЧЕНИЕ И УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП

В результате ГРП в породах образуются новые или расширяются уже существующие трещины за счет создания на забое скважины высокого давления, превышающего вес вышележащих пород (т. е. величину

горного давления). При этом скорость закачивания жидкости для разрыва пласта должна превышать скорость ее поглощения пластом.

При образовании новых (искусственных) трещин давление уменьшается при постоянном темпе закачивания жидкости. При расширении уже существующих (естественных) трещин с увеличением давления расход жидкости изменяется скачкообразно.

Величина горного давления $P_г$ (в МПа) определяется по формуле

$$P_г = H \cdot \rho \cdot 10^{-5},$$

где H — глубина обрабатываемого пласта, м; ρ — плотность пород, слагающих разрез скважины (примерно 2600 кг/м^3).

В большинстве случаев давление ГРП ниже горного давления. Это объясняют тремя причинами. Во-первых, во время бурения скважины из глинистых пластов, расположенных над и под продуктивным пластом, глины вымываются, и происходит разгрузка горного давления. Таким образом при ГРП преодолевается не полный вес горных пород. Во-вторых, в продуктивных пластах имеются естественные трещины. В-третьих, могут образовываться вертикальные трещины.

Давление ГРП на забое скважины $P_з$ определяется по формуле

$$P_з = P_г + \sigma_р,$$

где $\sigma_р$ — предел прочности пород продуктивного пласта на разрыв, МПа.

Давление ГРП на устье скважины $P_у$ определяется по формуле

$$P_у = P_г + \sigma_р + P_{тр} - P_{пл},$$

где $P_{тр}$ — потери давления из-за трения жидкости в трубах, МПа; $P_{пл}$ — пластовое давление, МПа.

На практике часто пользуются термином «градиент давления разрыва пласта» (отношение величины давления к глубине залегания обрабатываемого пласта). Градиент давления разрыва пласта для каждого месторождения устанавливают опытным путем.

Существует три основных вида ГРП: однократный (создание одной трещины в пласте); многократный (создание нескольких трещин); направленный (места образования трещин регулируются по толщине продуктивного пласта или нескольких пластов).

Процесс ГРП состоит из трех самостоятельных, последовательно проводимых операций:

закачивание в пласт жидкости разрыва для образования трещин; закачивание жидкости-песконосителя с песком, предназначенным для закрепления образовавшейся трещины, т. е. для предупреждения ее смыкания и сохранения в открытом состоянии после снижения давления ГРП; закачивание продавочной жидкости для продавливания песка в трещину.

Перечисленные жидкости называют рабочими жидкостями и к ним предъявляют следующие требования:

1. Рабочие жидкости не должны уменьшать ни абсолютную, ни фазовую проницаемости.

Поэтому при ГРП в нефтяных добывающих скважинах применяют жид-

кости на углеводородной основе (нефть, керосин, соляровое масло и др.), а в водонагнетательных — на водной.

2. Свойства рабочих жидкостей должны обеспечивать наиболее полное удаление их из созданных трещин и порового пространства пород; рабочие жидкости должны растворяться в пластовых жидкостях.

3. Вязкость рабочих жидкостей должна быть стабильной в пластовых условиях в течение времени проведения ГРП.

Рабочая жидкость, при закачивании которой в ПЗП создается давление, достаточное для нарушения целостности пород пласта, называется жидкостью разрыва.

Для проведения ГРП в породах различной проницаемости и трещиноватости необходимо иметь жидкости разрыва различной вязкости. Обычно жидкости разрыва выбирают с вязкостью от 50 до 500 мПа·с.

При гидравлическом разрыве пластов без естественной трещиноватости применяют жидкости разрыва, хорошо фильтрующиеся через пористую среду. Если ГРП производится в трещиноватых пластах, то выбирают жидкость разрыва, не фильтрующуюся или слабофильтрующуюся в поры пласта.

Рабочая жидкость, используемая для транспортирования песка с поверхности до трещин и их заполнения, называется жидкостью-песконосителем. Эта жидкость должна быть слабофильтрующейся и иметь высокую пескоудерживающуюся способность. Низкой считается фильтруемость менее 10 см^3 жидкости за 30 мин (на приборе по определению водоотдачи глинистого раствора). Способность жидкости удерживать песок во взвешенном состоянии зависит от вязкости жидкости. Вязкость жидкостей увеличивают, добавляя в них загустители.

Рабочая жидкость, применяемая для продавливания жидкости разрыва в обрабатываемый пласт (и смеси жидкости-песконосителя с песком — в созданные трещины), называется продавочной жидкостью. Вязкость продавочной жидкости должна быть минимальной.

Гидравлический разрыв дает наилучшие результаты в следующих случаях:

пласты имеют низкую проницаемость;

призабойная зона имеет меньшую проницаемость, чем удаленная часть пласта;

призабойная зона имеет меньшую толщину по сравнению с толщиной удаленной части пласта, хотя их проницаемости могут быть и одинаковыми;

призабойная зона имеет меньшую проницаемость и меньшую толщину по сравнению с удаленной частью пласта.

Во всех перечисленных случаях трещина, образованная в результате ГРП, соединяет удаленную часть пласта со стволом скважины. При этом производительность скважины увеличивается.

Проницаемости призабойной и удаленной зон пласта определяют специальными исследованиями скважин методом построения кривых восстановления (в добывающих скважинах) или кривых падения давления (в нагнетательных скважинах). Для этого скважину останавливают и фиксируют величины забойного давления в ней в течение некоторого

Инв. № 576319
Библиотека

времени (от нескольких часов до нескольких суток). Затем строят график изменения давления во времени: по вертикальной оси откладывают величины давления, а по горизонтальной оси — логарифмы времени. В пластах с разной проницаемостью построенная кривая имеет два участка, вначале прямолинейный, а затем — криволинейный. По степени и характеру отклонения полученной зависимости от прямолинейной определяют величины проницаемости в призабойной и удаленной зонах пласта, а также расстояние между этими зонами.

ГРП прежде всего рекомендуют производить в скважинах, для которых характерны следующие условия: слабый приток нефти при освоении после бурения; высокое пластовое давление; заниженный дебит (по сравнению с окружающими скважинами); низкая и неравномерная по толщине продуктивного пласта приемистость.

ГРП должен производиться в технически исправных скважинах. При выборе объекта для ГРП учитывают наличие и толщину непроницаемых пропластков (или пластов) между обрабатываемым и соседними водоносными или газоносными пластами. При недостаточной толщине непроницаемых пропластков трещина может распространиться за пределы обрабатываемого пласта, что приведет к прорыву чужой воды или газа. В водонагнетательных скважинах закачиваемая вода будет поглощаться непродуктивными проницаемыми пластами.

МАТЕРИАЛЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРИ ГРП

К материалам, применяемым при ГРП, относятся рабочие жидкости и песок.

Рабочие жидкости для ГРП. Рабочие жидкости представляют собой жидкости на углеводородной и водной основах и эмульсии.

Наиболее часто в процессе ГРП на промыслах применяют следующие рабочие жидкости:

на углеводородной основе — дегазированная нефть, амбарная нефть, загущенная нефть, мазут или его смеси с нефтями, керосин или дизельное топливо, загущенное специальными реагентами;

на водной основе — сульфит-спиртовая барда, вода, растворы соляной кислоты, вода, загущенная различными реагентами, загущенные растворы соляной кислоты;

эмульсии — гидрофобная водонефтяная, гидрофильная водонефтяная, нефтекислотные и керосинокислотные.

Дегазированная нефть — нефть, отстоявшаяся в наземных хранилищах в течение не очень продолжительного времени.

Амбарная нефть — нефть, отстоявшаяся в больших земляных амбарах в течение длительного времени. Из амбарной нефти улетучивается часть легких фракций, что приводит к повышению ее вязкости.

Нефть загущается при добавлении мазута или более вязких нефтей других месторождений и горизонтов.

Мазут — густая жидкость темно-коричневого цвета, является остатком после отгона от нефти бензина, лигроина, керосина и дизельного топлива. Плотность мазута 890—1000 кг/м^3.

Нефтемазутные смеси готовят путем простого смешения мазута с дегазированной нефтью. Вязкость таких смесей может изменяться от вязкости исходной нефти до вязкости исходного мазута (до нескольких тысяч мПа·с).

Керосин — смесь углеводородов, выкипающая при температуре 150—300° С. Плотность керосина 800—850 кг/м^3.

Дизельное топливо — керосиновые, газойлевые и соляровые фракции прямой перегонки нефти.

Для загущения керосина и дизельного топлива применяют алюминиевые и натриевые соли нефтеновых кислот.

Водные растворы концентратов жидкой сульфит-спиртовой барды (ССБ) применяют для ГРП в водонагнетательных скважинах. ССБ имеет водную основу и поэтому в воде растворяется почти полностью в любых соотношениях без образования осадков.

Вязкость водных растворов ССБ может меняться от 1500 мПа·с (вязкость исходных концентратов ССБ) до 1 мПа·с (вязкость воды). Растворы ССБ готовят простым смешением воды с жидкой ССБ.

Поскольку ССБ хорошо растворяется в воде, после ГРП его растворы легко удаляются из порового пространства и трещин с сохранением величины проницаемости.

Для ГРП в основном применяют растворы ССБ вязкостью 250—800 мПа·с.

К загущенным растворам соляной кислоты HCl относится смесь жидких концентратов ССБ и концентрированной технической соляной кислоты. Вязкость загущенной соляной кислоты зависит от соотношения исходных продуктов, содержания HCl в исходной кислоте и вязкости исходных концентратов ССБ. Например, вязкость загущенной соляной кислоты, состоящей из 86,5% ССБ вязкостью 2305 мПа·с и концентрированной соляной кислоты с содержанием HCl 37,2%, при 20° С равна 638 мПа·с.

Для ГРП обычно применяют смесь из 40% концентрированной соляной кислоты и 60% ССБ. В смеси с ССБ соляная кислота медленно реагирует с карбонатами. Например, если обычные водные растворы соляной кислоты нейтрализуются карбонатной породой почти полностью за 30—40 мин, то в аналогичных условиях загущенная соляная кислота нейтрализуется в течение 5—6 сут. Это позволяет задавливать загущенную кислоту с высокой активностью по образовавшейся трещине на большое расстояние от ствола скважины и растворять породы в глубине пласта. Таким образом, при применении загущенной кислоты ГРП совмещается с химическим воздействием на пласт.

Если водные растворы ССБ замерзают уже при температуре минус 4—8° С, то загущенная кислота замерзает при температуре минус 22—43° С. Это облегчает применение загущенной кислоты в зимнее время.

Вода может загущаться путем добавления в нее ПАА, крахмала и других реагентов.

Гидрофобная водонефтяная эмульсия относится к рабочим жидкостям ГРП на углеводородной основе, так как дисперсионной средой

этой эмульсии является нефть. Стабильность эмульсии зависит от содержания в нефти смол и асфальтенов и типа воды.

Гидрофильная водонефтяная эмульсия относится к рабочим жидкостям ГРП на водной основе, так как ее внешней средой является вода. Стабильность гидрофильных водонефтяных эмульсий обеспечивается обязательным добавлением в них эмульгаторов (вещества, облегчающие получение эмульсий). Например, известны гидрофильные, водонефтяные эмульсии, состоящие из нефти, воды и ПАВ ОП-10 или ОП-7, а также из керосина, воды и сульфонола (2% объема воды). Вязкость керосиноводной эмульсии, состоящей из 20% воды и 80% керосина, составляет 5000 мПа·с. Увеличение содержания воды до 30% и уменьшение содержания керосина до 70% приводит к уменьшению вязкости эмульсии до 84 мПа·с (в обоих случаях содержание сульфонола 2%). Керосино-водные эмульсии стабильны в течение длительного времени. Даже разбавление водой до более низкой вязкости не приводит к разрушению эмульсии.

Керосино-кислотная эмульсия представляет собой смесь керосина, соляной кислоты и кислого газойля (эмульгатора). Например, вязкость эмульсии из 20% смеси керосина с кислым газойлем и 80% соляной кислоты 10%-й концентрации приблизительно равна 4200 мПа·с. Наименьшую вязкость (около 80 мПа·с) имеет эмульсия из 40% смеси керосина с кислым газойлем и 60% соляной кислоты 10%-й концентрации. В обеих эмульсиях в смеси содержится по 50% керосина и кислого газойля. Эмульсии стабильны в течение недели.

Нефтекислотные эмульсии получают путем смешения нефти с водным раствором соляной кислоты с различным содержанием HCl. Вязкость этой эмульсии увеличивается с увеличением содержания кислоты в смеси и с увеличением вязкости исходной нефти. На величину вязкости концентрация HCl в кислоте влияет при содержании кислоты в смеси 45% и более. Например, вязкость эмульсий из 20 и 40% кислоты с содержанием HCl 10% и нефти угленосной свиты вязкостью 57,4 мПа·с в количестве 80% равны соответственно 123 и 540 мПа·с, а при вязкости нефти 24,8 мПа·с — соответственно 46 и 214 мПа·с. Эмульсии стабильны в течение 6 часов.

При пластовых температурах 130—150° С вязкость растворов ССБ резко снижается. Поэтому в этих условиях рекомендуют применять водные растворы КМЦ (1,5—2,5%) иногда с добавлением хлористого натрия (до 25%).

В большинстве случаев в качестве жидкости разрыва и жидкости-песконосителя применяют одни и те же жидкости или их смеси с загустителями.

Во всех случаях в нефтяных добывающих скважинах прежде всего рекомендуют применять собственную нефть месторождения. Только при невозможности создания трещин или их крепления песком рекомендуют применять более вязкие жидкости.

В водонагнетательных скважинах воду применяют только в качестве жидкости разрыва. Остальные рабочие жидкости на водной основе применяют как жидкость разрыва и жидкость-песконоситель. Например,

загущенную соляную кислоту рекомендуют применять в качестве жидкости разрыва и жидкости-песконосителя в водонагнетательных скважинах с низкой проницаемостью пластов. Гидрофильную эмульсию рекомендуют применять в качестве жидкости разрыва и жидкости-песконосителя при невозможности образования трещин с использованием воды при отсутствии ССБ.

В нефтяных добывающих скважинах в качестве продавочной жидкости в основном применяют собственную дегазированную нефть. Пресную или пластовую воду рекомендуют применять только в тех случаях, когда по технологии ГРП попадание их в поры пласта исключено.

В водонагнетательных скважинах во всех случаях в качестве продавочной жидкости рекомендуют применять закачиваемую воду.

Песок для ГРП. К песку для ГРП предъявляются следующие требования: механическая прочность (достаточная, чтобы не разрушаться под действием веса вышележащих пород); высокая проницаемость; отсутствие широкого разброса по фракционному составу (по размерам частиц песка).

Плотность укладки песка в созданной трещине определяется зазором трещины, фильтруемостью жидкости-песконосителя и концентрацией песка в этой жидкости (количество песка в кг в 1 $м^3$ жидкости-песконосителе).

Если применяют нефильтрующуюся жидкость, то концентрация песка в ней остается постоянной во время движения смеси по трещине. При применении фильтрующихся жидкостей концентрация песка в них со временем увеличивается.

Если продуктивные породы, в которых производят ГРП, обладают малой прочностью, то рекомендуется закреплять трещины толстым слоем песка. В очень твердых породах трещина может быть закреплена одним плотным слоем равномернозернистого песка. Применение разнозернистого песка нежелательно, так как в этом случае даже плотная укладка песка в трещине может привести к смыканию трещины за счет разрушения вначале более крупных песчинок, затем более мелких.

На практике в 1 $м^3$ жидкости-песконосителя вводят 200—250 кг песка. Однако в зависимости от фильтруемости и удерживающей способности жидкости-песконосителя количество песка может изменяться от 100 до 600 кг на 1 $м^3$ жидкости.

Для ГРП чаще всего применяют кварцевый песок фракции 0,5—0,8 мм.

Песок для ГРП выпускается специальными предприятиями в Азербайджанской ССР и Волгоградской области. Например, в Азербайджанской ССР выпускается песок следующих фракций: 0,2—0,5; 0,5—0,8; 0,8—1,2 и 1,2—2,0 мм; в Волгоградской области: 0,4—0,7; 0,7—1,2; 1,2—2,0 и 2,0—7,0 мм.

В песке фракции 0,4—0,7 мм содержится 13% частиц диаметром 0,01—0,25 мм; 44% — 0,25—0,50 мм; 41% — 0,5—0,7 мм и 2% — 0,7—1,2 мм. В песке фракции 0,7—1,2 мм содержится 6% частиц с диаметром 0,25—0,50 мм; 14% — 0,5—0,7 мм; 71% — 0,7—1,2 мм и 9% — 1,2—2,0 мм.

Кварцевый песок предприятия-изготовители поставляют в вагонах в виде россыпи и в многослойных крафт-мешках.

В качестве закрепляющего агента применяют также скорлупу грецкого ореха, стеклянные и пластмассовые шарики, корунд. За рубежом в качестве закрепляющего агента применяют оксид циркония (в виде шариков с максимальным диаметром 1,7 мм).

ТЕХНИКА, ПРИМЕНЯЕМАЯ ПРИ ГРП

К технике ГРП относятся: установка насосная УН1-630×700А (4АН-700), пескосмесительный агрегат 4ПА и установка пескосмесительная УСП-50, автоцистерны ЦР-20 и АЦПП-21-5523А.

Установка насосная УН1-630×700А

Установка насосная УН1-630×700А предназначена для нагнетания различных жидкостей при ГРП и состоит из силового агрегата, коробки передач, насоса, трубопровода и системы управления. Оборудование смонтировано на общей раме силового агрегата. Трехплунжерный насос 4Р-700 имеет сменные плунжеры двух типоразмеров. Приемная линия насосов оборудована двумя выводами с противоположных (боковых) сторон. На напорной линии насоса устанавливается предохранительный клапан. Установкой управляют из кабины автомобиля.

Техническая характеристика УН1-630×700А

Автошасси	
Модель	КрАЗ-257Б1А
Грузоподъемность, т	12
Наибольшая скорость передвижения, км/ч	60
Тяговый двигатель	четырехтактный дизель ЯМЗ-238
Мощность, кВт	176,5
Силовой агрегат	
Шифр	9УС-800
Двигатель	В2-800ТК-С3
Наибольшая мощность, кВт ($n=2000$ об/мин)	588
Эксплуатационная мощность, кВт ($n=1800$ об/мин)	544
Насос	
Шифр	4Р-700
Наибольший расход, л/с	22
Наибольшее давление, МПа	70
Полезная мощность, кВт	452
Диаметр сменных плунжеров, мм	100; 120
Длина хода плунжера, мм	200
Наибольшее число двойных ходов в минуту	192
Диаметр (условный проходной) трубопроводов:	
приемного	100
напорного	50
Вспомогательный трубопровод	
Диаметр (условный проходной), мм	50
Число труб	6
Число шарнирных колен	6

Общая длина, м	23,5
Размеры, мм:	
длина	9800
ширина	2900
высота	3320
Масса, кг:	
без заправки	22140
заправленной	22540

Установки пескосмесительные

Агрегат 4ПА и установка УСП-50 предназначены для транспортирования песка, приготовления песчаножидкостной смеси и подачи ее на прием насосных установок при ГРП (табл. 1).

Агрегат 4ПА состоит из бункера и прикрепленных к его стенкам двух пневмовибраторов, загрузочного и рабочего шнеков, камеры гидравлического смешения, смесителя с поплавковым регулятором уровня, приемного и раздаточного коллекторов и центробежного пескового насоса.

Бункер агрегата имеет днище конической формы и разделен продольной перегородкой на два одинаковых отсека для транспортирования песка двух фракций. Для осмотра и очистки бункера каждый отсек имеет люки в крышке. Люки снабжены металлическими решетками для предотвращения попадания в бункер крупных твердых частиц.

Пневмовибраторы прикрепляются к коническому днищу бункера и служат для улучшения условий поступления песка в рабочий шнек.

Загрузочный шнек является составным и служит для загрузки бункера песком на базе цеха капитального ремонта скважин. Во время переезда загрузочный шнек отводится в сторону и крепится к монтажной раме.

Таблица 1

Технические характеристики пескосмесительных установок

Характеристика	Агрегат 4ПА	Установка УСП-50
Монтажная база (шасси автомобиля)	КрАЗ-257	КрАЗ-257 Б1А
Масса транспортируемого песка, т	9	
Максимальная производительность шнеков, т/ч:		
загрузочного	12—15	25
рабочего	50	
Вместимость, м^3:		
бункера	6,5	6,8
смесителя	1,0	
Песковый насос:		
шифр	5ПС-10	
напор жидкости, МПа	0,22	
Размеры, мм:		
длина	8750	9530
ширина	2630	2630
высота	3750	3750
Масса, кг:		
без груза	13775	13735
с грузом	23000	22735

Песчано-жидкостную смесь небольшой концентрации приготавливают следующим образом. Через приемный коллектор жидкость поступает в камеру гидравлического смешения. Сюда же рабочим шнеком из бункера подается песок (или другой сыпучий материал). Количество подаваемого песка регулируется частотой вращения рабочего шнека и регулятором уровня в смесителе, соединенным с поворотной заслонкой в верхнем конце рабочего шнека. Избыточное количество песка по отводящему патрубку поступает обратно в бункер. После гидравлической камеры смесь требуемой концентрации поступает в смеситель, где поддерживается равномерность концентрации песка с помощью лопастной мешалки. Далее приготовленная смесь песковым насосом через раздаточный коллектор подается в насосную установку.

Песчано-жидкостную смесь большой концентрации приготавливают путем подачи песка и жидкости непосредственно в смеситель. При этом камера гидравлического смешения заменяется патрубком.

Привод узлов установки осуществляется от тягового двигателя, а управление узлами — из кабины автомобиля.

Агрегат 4ПА можно обвязать одновременно двумя автоцистернами и четырьмя насосными установками (по две с каждой стороны).

Автоцистерны

Автоцистерны ЦР-20 и АЦПП-21-5523А предназначены для транспортирования неагрессивных жидкостей и подачи их в пескосмесительные или насосные установки при ГРП в районах с умеренным климатом (табл. 2).

ЦР-20 смонтирована на автомобильном прицепе ЧМЗАП-5523, а АЦПП-21-5523А — на полуприцепе ЧМЗАП-5523А и автотягаче КрАЗ-528. Транспортной базой для обеих автоцистерн является автотягач КрАЗ-258.

ЦР-20 состоит из цистерны, насосов (трехплунжерного 1В и центробежного 8К-18), силовой установки с двигателем ГАЗ-51 и трансмиссией, манифольда.

АЦПП-21-5523А состоит из цистерны, центробежного насоса 4К-6 с трансмиссией и манифольда.

ЦР-20 и АЦПП-21-5523А позволяют производить следующие операции: наполнять собственные цистерны из посторонней емкости, подавать жидкость из собственной цистерны на прием насоса высокого давления обслуживаемой насосной установки и из посторонней емкости, минуя собственную цистерну.

Для транспортирования неагрессивных жидкостей с температурой до 80° С и подачи их насосным и смесительным установкам при ГРП могут применяться также автоцистерны АЦН-11-257, АЦН-7,5-5334, Цр-7АП, Цр-7АПС (табл. 3). Первые три автоцистерны применяются в районах с умеренным климатом, а автоцистерна Цр-7АПС — в районах с умеренным и холодным климатом.

Цистерны сварные, овальной формы и оборудованы волногасителями и поплавковыми указателями уровня. Жидкость в автоцистерне Цр-7АПС

Таблица 2

Технические характеристики автоцистерны ЦР-20, АЦПП-21-5523А

Характеристика	ЦР-20	АЦПП-21-5523А
Вместимость цистерны, м^3	17	21
Наибольшая масса транспортируемой жидкости, кг	14000	18400
Трехплунжерный насос 1В: подача, л/с наибольшее давление, МПа	 13 1,5	
Подача центробежного насоса, л/с	61-100 (насос 8К-18)	37,5 (насос 4К-6)
Манифольд: условный проходной диаметр трубопровода, мм: приемного	100	
напорного	50	
Размеры, мм: длина (с тягачом)	15567	15650
ширина	3000	
высота	3330	3500
Масса, кг: с грузом	28500	39180
без груза	14500	20780

Таблица 3

Технические характеристики автоцистерн АЦН-11-257, АЦН-7,5-5334, Цр-7АП, Цр-7АПС

Характеристика	АЦН-11-257	АЦН-7,5-5334	Цр-7АП	Цр-7АПС
Транспортная база	КрАЗ-257Б1А	МАЗ-5334	КрАЗ-255Б	
Вместимость цистерны, м^3	11	7,5	6,0	
Наибольшая масса транспортируемой жидкости, т	11	7,5	6,0	
Марка центробежного насоса	4НКЭ—5×1 (в блоке с редуктором-ускорителем)			
Подача (в л/с) при напоре, МПа: 0,7	12,5			
0,48	21			
Время заполнения цистерны жидкостью, мин	9	6	6	5

Продолжение табл. 3

Характеристика	АЦН-11-257	АЦН-7,5-5334	Цр-7АП	Цр-7АПС
Условный проходной диаметр линии, мм: всасывающей	100			
напорной	50			
Всасывающее устройство	Эжектор			
Высота всасывания, м	5			
Время заполнения насоса жидкостью плотностью 1000 кг/м^3 с высоты 4 м, мин	1—2			
Рабочий агент	Сжатый воздух пневмосистемы автомобиля			
Размеры, мм: длина	9600	6950	8590	
ширина	2500			
высота	2860	2870	3070	3330
Масса, кг: без груза	11040	7450	10980	12995
с грузом	22600	15325	19035	19555

подогревается специальным подогревателем через жаровые трубы, а в остальных автоцистернах — от постороннего источника тепла через имеющийся в них трубопровод.

Насосы приводятся в действие тяговыми двигателями автомобилей.

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ГРП

К наземному оборудованию для ГРП относятся блоки манифольдов и арматура устья, к подземному оборудованию — НКТ, пакеры и якори.

Блоки манифольдов

Блоки манифольдов предназначены для обвязки насосных установок между собой и с устьевым оборудованием при ГРП. Блоки манифольдов выпускаются для работы в районах с умеренным (1БМ-700) и с умеренным и холодным климатом (1БМ-700С).

Блоки манифольдов смонтированы на шасси автомобиля ЗИЛ-131 и состоят из напорного и приемно-раздаточного коллекторов, комплекта труб с шарнирными соединениями и подъемной стрелы.

Напорный коллектор высокого давления (до 70 МПа) имеет шесть приемных трубопроводов и два отвода. Каждый приемный трубопровод снабжен обратным клапаном для исключения возможности подачи жидкости

к насосной установке, остановленной из-за каких-либо поломок. Условный диаметр подводящих линий 50 мм, отводящих — 100 мм.

Раздаточный коллектор (до 2,5 МПа) служит для подачи жидкости к насосным установкам, имеет 10 подводящих линий диаметром 50 мм и два отвода. К каждой линии присоединен пробковый кран.

Оба коллектора оборудованы предохранительными клапанами на наибольшее давление.

На центральной пробке напорного коллектора высокого давления установлены датчики контрольно-измерительных приборов: плотномер, расходомер, манометр.

Блок манифольда оснащен 23 трубами с условным диаметром 50 мм и общей длиной 85 м, а также 16 шарнирными коленами. Этот вспомогательный комплект труб применяется для соединения напорного коллектора с устьем скважины и подвода различных жидкостей к раздаточному коллектору.

На платформе автомобиля перевозят и арматуру устья. Для ее погрузки и разгрузки блок манифольда снабжен поворотной стрелой (вылет 1,6 м) грузоподъемностью 0,4 т. Длина, ширина и высота блока манифольда соответственно равна 7320, 2500 и 2998 мм, масса в собранном виде — 9250 кг.

Арматуры устья

Арматуры устья 1АУ-700 и 2АУ-700 (для районов с умеренным климатом) и 2АУ-700СУ (для районов с умеренным и холодным климатом) предназначены для обвязки устья скважин с насосными установками (табл. 4)

Таблица 4

Технические характеристики арматур устья для районов с умеренным климатом

Характеристика	1АУ-700	2АУ-700
Трубная головка: максимальное рабочее давление, МПа	70	
число присоединяемых линий	3	2
условный проходной диаметр присоединяемых линий, мм	50	
Устьевая головка: максимальное рабочее давление, МПа	30	
число присоединяемых линий	4	2
условный проходной диаметр присоединяемых линий, мм	50	
предохранительный клапан на максимальное давление, МПа	30	
Условный проходной диаметр пробковых кранов на линиях, мм: нагнетательных	40	50
контрольных	25	

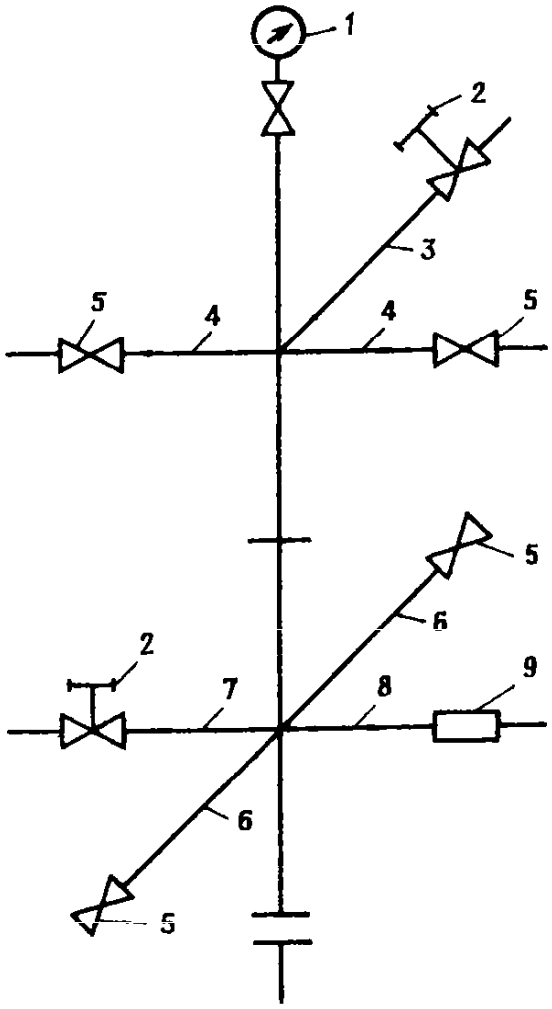


Рис. 2. Схема арматуры устья скважины:
1 — манометр; 2 — кран с зубчатым сектором; 3 — линия сброса давления в трубах после закачивания жидкости; 4 — линия для соединения с агрегатами; 5 — пробковые краны; 6 — линия для соединения с затрубным пространством; 7 — линия для сброса давления; 8 — линия предохранительного клапана 9

и позволяют производить спуск и подъем НКТ без нарушения герметизации устья скважины.

Арматура устья состоит из трубной и устьевой головок и элементов их обвязки (рис. 2).

Трубная головка (верхняя часть рис. 2) предназначена для соединения насосных установок с НКТ, спущенными в скважину.

Устьевая головка (нижняя часть рис. 2) служит для соединения с межтрубным пространством (между НКТ и обсадной колонной).

Пробковые краны с зубчатым сектором позволяют открывать их при большом давлении в линиях после закачки жидкости перед отсоединением насосных установок.

Обратные шариковые клапаны позволяют подключать в нагнетательную линию любое число насосных установок, а также не прерывать работы при остановке одного из них за счет автоматического перекрытия линии остановленной установки.

Пакеры и якори

Пакеры, применяемые для ГРП, предназначены для предохранения эксплуатационной колонны от воздействия высокого давления.

Пакер должен выдерживать максимальный перепад давлений, действующий при проведении обработок.

Для ГРП применяют пакеры следующих типов:

ПНМШ — пакер, воспринимающий усилие от перепада давлений, направленного вниз (ПН), способ посадки и освобождения механический (М), т. е. уплотнение происходит под действием веса колонны труб, шлипсовый (Ш);

ПНГК — способ посадки гидравлический (Г); т. е. уплотнение и освобождение происходит за счет перепада давлений, сероводородостойкого исполнения (К);

ПНГС — самоуплотняющийся (С).

Уплотнение двух резиновых манжет шлипсового пакера ПНМШ происходит под действием веса НКТ при опоре конуса на шлипсы пакера.

Таблица 5

Технические характеристики пакеров

Характеристика	ПНМШ-146-500	ПНМШ-168-500	ПНМШ-219-300	ПНГК-146-500	ПНГК-168-500	ПНГС-146-500	ПНГМ-168-500
Наружный диаметр, мм	118	138	192	118	138	118	138
Внутренний диаметр эксплуатационной колонны (при использовании пакера), мм	124—132	148—154	197—203	124—132	144—154	124—132	144—154
Максимальный перепад давления, воспринимаемый пакером, МПа	50	50	30	50	50	50	50
Осевая сила сжатия уплотняющих резиновых манжет, кН	75	75	100	—	—	—	—
Максимальное проходное сечение, мм	47	57	68	—	—	47	57
Диаметр шаблона, используемого перед спуском пакера, мм	122	142	194	122	142	122	142
Присоединительная резьба для труб диаметром, мм	73	89	114	73	89	73	89
Длина, мм	1370	1390	1650	980	1060	850	900
Масса, кг	39	62	104	38	52	46	58

Для посадки пакера его приподнимают на 0,3—0,5 м с последующим поворотом труб вправо на 1-1,5 оборота.

Уплотнение гидравлической манжеты пакера ПНГК происходит за счет давления жидкости. Уплотнение двух резиновых манжет пакера ПНГС происходит как и у пакера ПНГК.

Во время ГРП перепад давлений создает усилия, действующие на пакер и стремящиеся вытолкнуть его вверх вместе с колонной труб. Для предотвращения скольжения пакера и разгрузки колонны труб применяют якори.

Якори плашкового типа гидравлического действия ЯПГ выпускают трех типов для эксплуатационных колонн диаметром 146, 168 и 219 мм.

Головка якоря заканчивается муфтой для присоединения к колонне НКТ. Хвостовик, находящийся в нижней части корпуса якоря, имеет резьбу (левого направления) бурильных труб для соединения с пакером. Внутри якоря находится стальной патрубок, предохраняющий резиновую трубку от разбухания. В корпусе якоря также расположены плашки, выпадение которых предотвращают шпонки, прикрепленные к корпусу винтами.

Под действием перепада давлений внутри и вне якоря резиновая трубка выдвигает плашки до упора во внутренние стенки эксплуатационной колонны. Врезаясь острыми концами зубьев плашек в колонну, якорь воспринимает усилие от пакера.

После снижения давления резиновая трубка принимает первоначальное положение, и плашки свободно входят внутрь корпуса якоря.

Технические характеристики пакеров ПНМШ, ПНГК и ПНГС и якорей ЯПГ приведены в табл. 5, 6.

Таблица 6

Технические характеристики якорей

Характеристика	ЯПГ-146-500	ЯПГ-168-500	ЯПГ-219-300
Внутренний диаметр эксплуатационной колонны, мм	124—132	148—154	197—203
Максимальный перепад давления, МПа	50	50	30
Максимальное усилие, воспринимаемое якорем, кН	900	1200	800
Число плашек	12	16	8
Диаметр проходного отверстия, мм	45	53,5	51
Присоединительная резьба верхнего конца для соединения с НКТ, мм	73	89	89
Присоединительная резьба (левого направления) бурильной трубы на нижнем конце, мм	73	89	114
Длина, мм	810	904	1014
Масса, кг	33	43	90

ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП

В скважине, выбранной для ГРП, определяют дебит (приемистость), забойное и пластовое давление, содержание воды в добываемой продукции, газовый фактор.

Осуществляют мероприятия по очистке забоя и ПЗП путем промывки растворителями (керосин, бензин, побочные продукты и отходы химических и нефтехимических производств и др.), ПАВ (катионоактивные: катапин-А, катамин-А, марвелан-КО и др. в нефтяных добывающих, неионогенные: ОП-10, УФЭ$_8$, тержитол и др. в водонагнетательных скважинах), кислотных обработок.

Хорошие результаты дает предварительная перфорация в узком интервале пласта, намеченном для гидравлического разрыва. Для этих целей используют кумулятивный перфоратор ПК-103 или гидропескоструйную перфорацию. Перечисленные мероприятия снижают давление разрыва и повышают его эффективность.

Проверяют герметичность эксплуатационной колонны и цементного кольца.

Спускают НКТ (как можно большего диаметра для уменьшения потерь давления) с пакером и якорем. Пакер устанавливают на 5—10 м выше разрываемого пласта против плотных непроницаемых пород (глина, аргиллит и т. д.). Ниже пакера устанавливаются НКТ (так называемый «хвостовик») с заглушенным концом и перфорированными отверстиями в нижней части. Длину хвостовика выбирают максимально возможной для того, чтобы песок двигался к трещине снизу вверх и не выпадал в зумпф скважины.

Промывают и заполняют скважину до устья собственной дегазированной нефтью в нефтяных добывающих и нагнетаемой водой — в водонагнетательных скважинах.

Производят посадку и опрессовку пакера путем закачки нефти или воды в НКТ при открытом затрубном пространстве. При обнаружении пропусков в пакере его срывают и производят повторную посадку и опрессовку. Если и в этом случае не достигается герметичность пакера, то изменяют место посадки или его заменяют.

Устанавливают арматуру устья, обвязывают установки насосные, пескосмесительные и емкости.

Схемы расположения подземного и наземного оборудования при ГРП приведены на рис. 3, 4.

Закачивают жидкость разрыва минимальной вязкости одной насосной установкой на 2—3 режимах работы насоса. При этом замеряют давление, приемистость и определяют коэффициент приемистости скважины на каждом режиме. Затем ту же жидкость разрыва закачивают несколькими насосными установками при максимально возможной производительности насосов. Определяют величину четвертого коэффициента приемистости. Если при последнем режиме нагнетания достигается увеличение коэффициента приемистости в 3—4 раза по сравнению с первым режимом нагнетания одной насосной установкой на низшей скорости и зависимость расхода жидкости от давления нагнетания имеет вид, показанный на рис. 5,

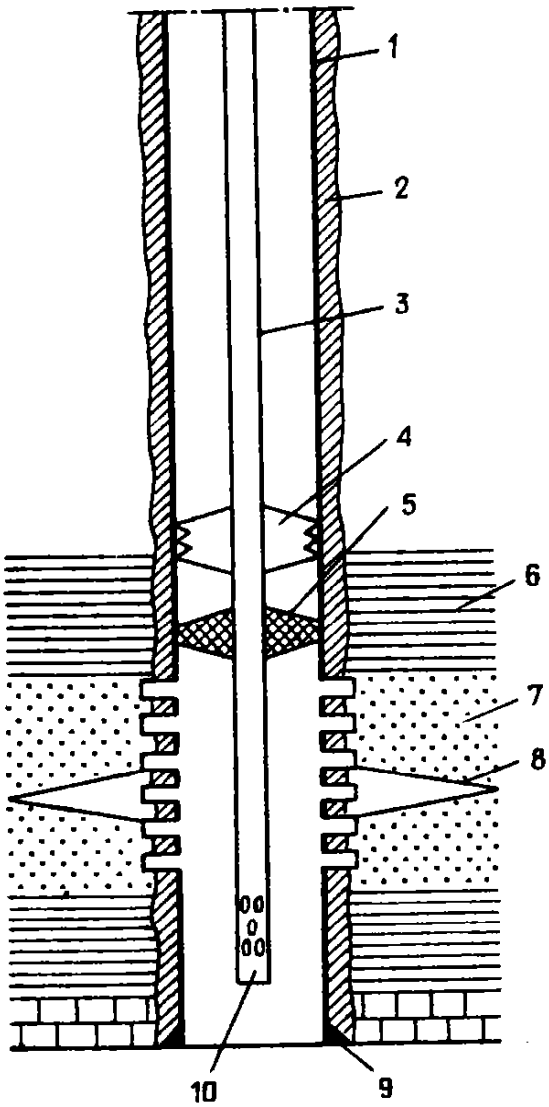


Рис. 3. Схема расположения подземного оборудования при гидравлическом разрыве пласта (ГРП):
1 — эксплуатационная колонна; 2 — цементное кольцо; 3 — насосно-компрессорные трубы (НКТ); 4 — якорь; 5 — пакер; 6 — глинистые пласты; 7 — продуктивный пласт песчаника; 8 — трещина; 9 — башмак эксплуатационной колонны; 10 — хвостовик

то делают вывод о наличии трещин в разрываемом пласте. Если по данным закачивания жидкости разрыва с минимальной вязкостью трудно однозначно установить образование трещин и достигнутое давление намного ниже развиваемого насосными установками, то работы повторяют с использованием жидкости разрыва повышенной вязкости.

На длительно разрабатываемых месторождениях величина давления разрыва (или его градиента) и наиболее эффективный тип жидкости разрыва уже известны. Поэтому нет необходимости проведения перечисленных исследований в полном объеме на каждой скважине.

После установления признаков наличия трещин в разрываемом пласте имеющимися на скважине насосными установками приступают к их закреплению. Для дальнейшего развития трещин и облегчения ввода в них песка перед жидкостью-песконосителем закачивают 3—4 $м^3$ слабофильтрующейся жидкости повышенной вязкости. Затем закачивают жидкость с песком при максимально возможных производительности и давления для обеспечения максимального раскрытия созданных трещин. Продавочную жидкость закачивают непосредственно за песчано-жидкостной смесью без снижения темпов закачивания. Объем продавочной жидкости должен быть равным или больше (в зависимости от длины «хвостовика») объема НКТ, на которых спущен пакер.

Если в нефтяных добывающих скважинах в качестве продавочной жидкости используют воду, то после окончания подачи песчано-жидкостной смеси в НКТ закачивают «пробку» чистой жидкости-песконосителя или собственной дегазированной нефти. После этого приступают к закачиванию воды.

Для предупреждения выноса песка из трещин и образования песчаных пробок на забое после завершения продавливания песчано-жидкостной смеси в трещину устье скважины закрывают до момента снижения давления до атмосферного. Одновременно демонтируют насосные установки и другое наземное оборудование.

После снижения давления на устье скважины срывают и извлекают

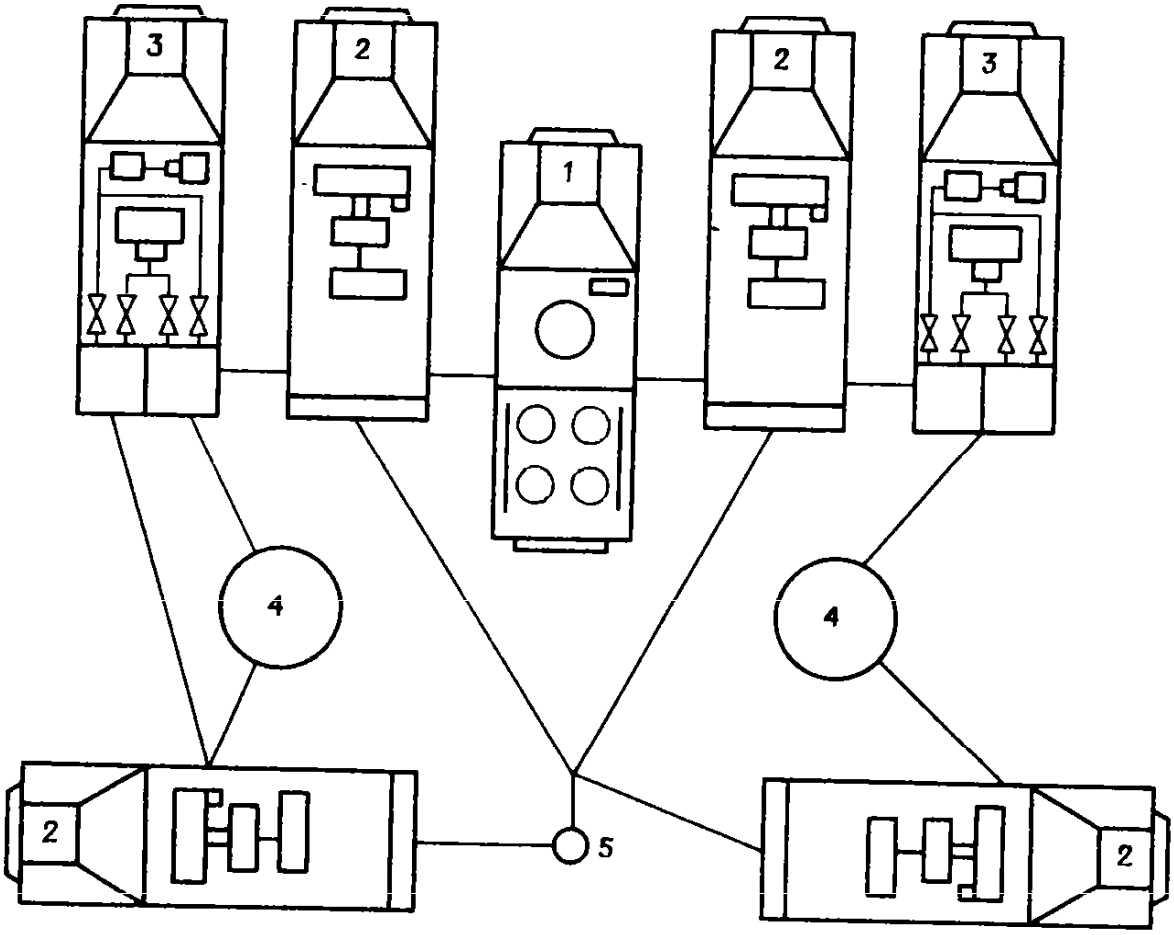


Рис. 4. Схема расположения наземного оборудования при гидравлическом разрыве пласта (ГРП):
1 — пескосмеситель; 2 — насосные агрегаты УН1-630×700А (или 4АН-700); 3 — цементировочные агрегаты; 4 — резервуар для рабочих жидкостей; 5 — устье скважины

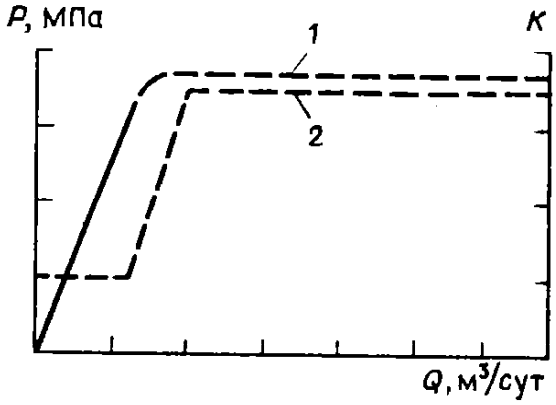


Рис. 5. Соотношение расхода жидкости Q (1) и коэффициента приемистости K (2) с давлением P при гидравлическом разрыве пласта

пакер с якорем, отбивают забой скважины для определения количества осевшего песка.

После ГРП нефтяные добывающие скважины осваивают путем спуска в них глубинного насоса или предварительного снижения уровня жидкости поршневанием, компрессором и т. д. Водонагнетательные скважины промывают до чистой воды и подключают к водоводу. Если в водонагнетательных скважинах величины давления разрыва и продавливания песка близки к величине давления нагнетания воды от КНС, то после окончания закачивания продавочной жидкости продолжают нагнетать воду насосными установками в течение 2—3 ч при постепенном снижении давления закачивания до давления КНС. После этого скважину сразу же подключают к водоводу. Если давления разрыва и продавливания песка высоки, то после

подъема НКТ с пакером и якорем рекомендуют извлекать жидкость-песконоситель из пласта и трещин свабированием или другими методами.

Для повышения эффективности ГРП иногда рекомендуют применять способ закрепления трещин рассредоточенным слоем песка, сохраняющим высокую остаточную проницаемость трещин. Это достигается поочередным закачиванием определенных объемов песка и поваренной соли, растворяющейся впоследствии водой. Аналогичный эффект достигается при закреплении трещин смесью крупнозернистого кварцевого песка с гранулированным металлическим магнием или его опилками с последующим закачиванием соляной кислоты. В результате взаимодействия магния с кислотой увеличивается пропускная способность трещины. Дополнительный эффект достигается под действием тепла, выделившегося при реакции магния с кислотой: в нефтяных добывающих скважинах растворяются и удаляются парафиновые и асфальто-смолистые вещества, в водонагнетательных — продукты коррозии, привнесенные в пласт при нагнетании воды.

В скважинах, эксплуатирующих несколько перфорированных продуктивных пластов, производят поинтервальный многократный ГРП. Для этого применяют несколько технологических схем.

По первой схеме сначала производят гидравлический разрыв самого нижнего пласта. Затем обработанный интервал засыпают песком и поочередно производят гидравлический разрыв среднего и верхнего пластов (рис. 6).

По второй схеме поступление жидкости в уже созданную трещину ограничивается путем использования специальных материалов. Для этого в последние порции закачиваемой жидкости-песконосителя добавляют в

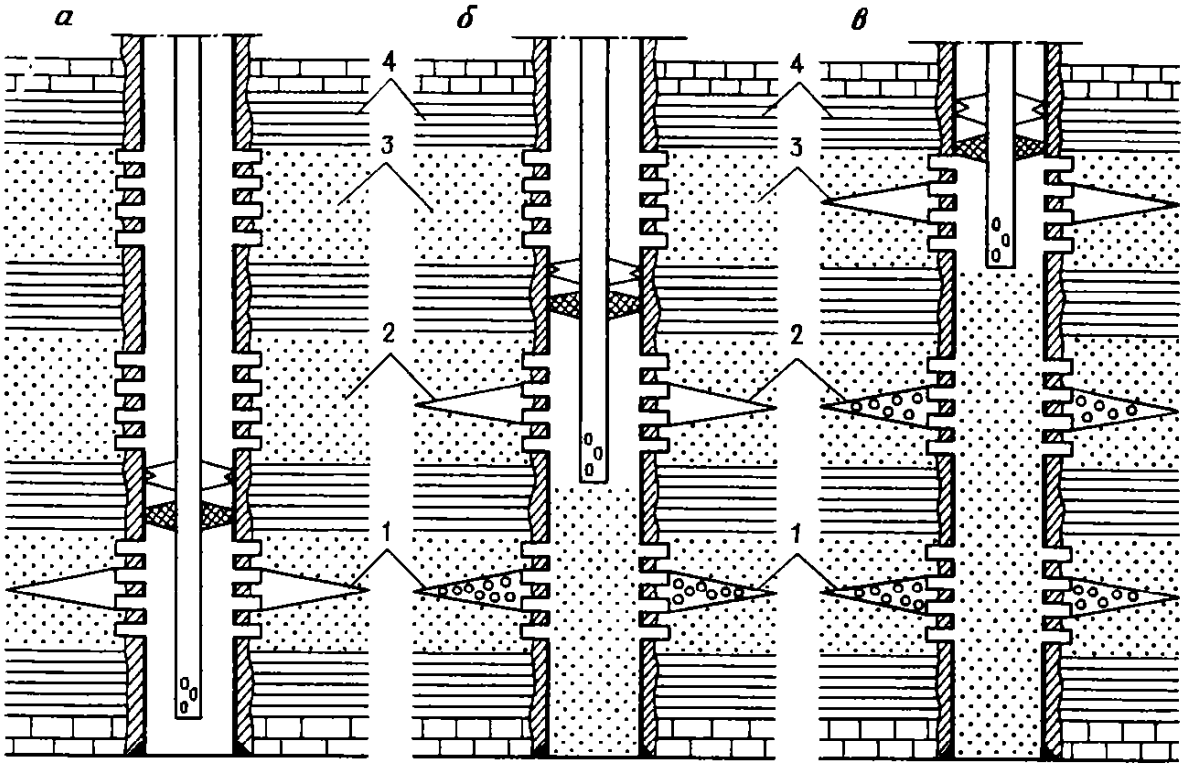


Рис. 6. Технологическая схема (первая) поинтервального гидравлического разрыва нижнего (*а*), среднего (*б*) и верхнего (*в*) пластов:
1—3 — трещины в нижнем (1), среднем (2) и верхнем (3) пластах песчаников; 4 — глинистые пласты

нефтяных добывающих скважинах гранулированный нафталин с диаметром частиц 2—6 мм. Затем повторяют процесс гидравлического разрыва в соседних пластах (нижних или верхних).

По третьей схеме (рис. 7) для перекрытия вышележащих пластов используют тонущие, а нижележащих — плавающие в жидкости разрыва эластичные шарики. Забойное оборудование состоит из двух полых цилиндров 3 и 5, соосно закрепленных на НКТ. Цилиндр 3 с отверстиями в дне открыт сверху, а цилиндр 5 с отверстиями в крышке — снизу. НКТ, на которую надеты и приварены цилиндры, снизу заглушена и имеет отверстия над нижним цилиндром 5.

Технология ГРП по этой схеме заключается в следующем. Предварительно под нижний цилиндр 5 помещают эластичные шарики диаметром

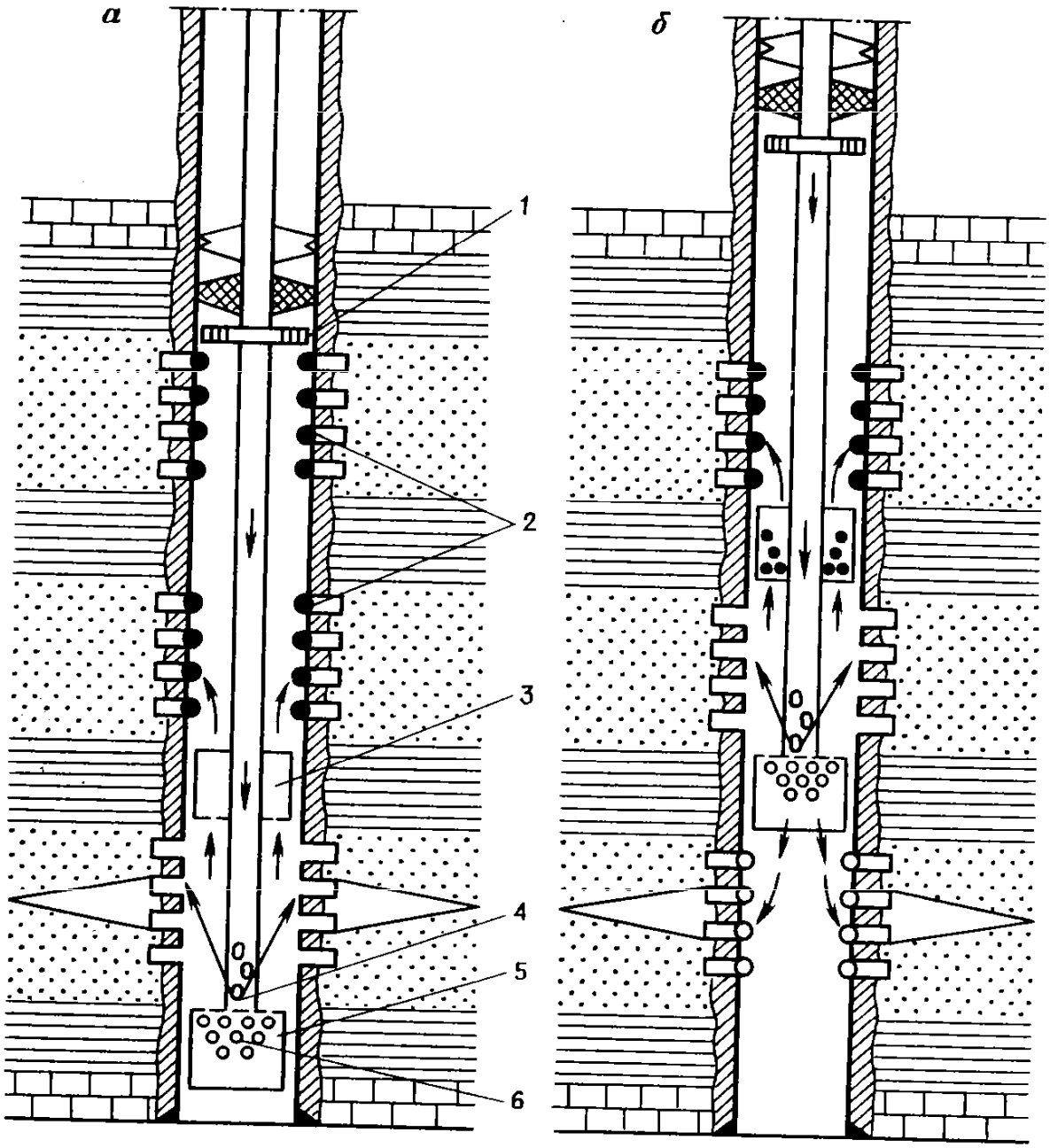


Рис. 7. Технологическая схема (третья) поинтервального гидравлического разрыва нижнего (*а*) и среднего (*б*) пластов:
1 — разобщитель; 2 — тонущие шарики; 3 — верхний цилиндр; 4 — хвостовик; 5 — нижний цилиндр; 6 — плавающие шарики

18—20 мм, плотность которых меньше, чем у жидкости разрыва. Поэтому шарики прижимаются к крышке нижнего цилиндра. Количество шариков в этом цилиндре должно быть больше, чем количество перфорационных отверстий в двух нижележащих продуктивных пластах на рис. 7 (пластов под самым верхним разрываемым пластом может быть и больше двух; соответственно должно быть увеличено количество шариков).

В верхний цилиндр 3 помещают тонущие шарики, количество которых больше, чем количество перфорационных отверстий в двух вышележащих продуктивных пластах (см. рис. 7). Перфорированных пластов, нижележащих по отношению к самому верхнему разрываемому пласту, и, наоборот,— вышележащих по отношению к самому нижнему разрываемому пласту, может быть и больше двух. Тогда, в соответствии с количеством отверстий, должно быть увеличено и количество шариков. Диаметр цилиндров подбирают так, чтобы шарики не могли попасть в зазор между ними и эксплуатационной колонной. Чтобы шарики не попадали под пакер при спуске или негерметичной посадке пакера, в компоновке забойного оборудования используют диск-разобщитель 1. Пакер устанавливают на такой глубине, чтобы разрываемый пласт находился между двумя цилиндрами с шариками. После этого производят гидроразрыв пласта обычным способом. Если движение жидкости разрыва будет направлено в сторону выше- или нижележащих перфорированных пластов, то потоком этой жидкости шарики из цилиндров будут увлекаться к перфорационным отверстиям и перекроют их. В результате гидроразрыв произойдет только в запланированном пласте.

После прекращения закачки шарики (соответственно с их плотностью) соберутся в свои цилиндры. Приподнимая или опуская НКТ, цилиндры с шариками можно установить в нужном интервале и производить гидроразрыв любого пласта.

Для производства направленного гидроразрыва продуктивный пласт предварительно перфорируется в узком интервале. Последующие операции аналогичны описанным выше.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП

Эффективность ГРП выражается в увеличении дебита или приемистости скважины благодаря большой пропускной способности создаваемых в пласте трещин. Даже продуктивные пласты с очень высокой проницаемостью не могут обеспечить те дебиты, которые достигаются путем создания трещин. Чем больше раскрытость и глубина распространения трещин в пласте, тем больше эффект от ГРП. Например, проницаемость трещины (не заполненной песком) с раскрытостью всего 0,1 мм равна 833 мкм^2, а с раскрытостью в 1 мм — 83300 мкм^2.

Практически раскрытость созданной трещины может быть определена косвенным путем на основании известного факта о возможности проникновения песка в трещину при раскрытости ее не менее двух диаметров песчинок. Следовательно, если при ГРП в пласт был закачан песок с песчинками диаметром 2 мм, то раскрытость созданной трещины может превышать 4 мм.

Заполнение трещины крупнозернистым песком несколько снижает ее проницаемость, но и в этом случае она остается значительной. Например, проницаемость (по воде) уплотненного песка диаметром 0,85—0,50 мм равна 80 мкм ^{2}.

Кратность увеличения дебита скважины после ГРП зависит от свойств продуктивного пласта (проницаемость, толщина, пластовое давление), размеров и местоположения созданных и закрепленных трещин.

Если ГРП проводится в гидродинамически совершенной скважине с однородным пластом, эффект от ГРП с образованием горизонтальной трещины с некоторым упрощением может приравниваться к эффекту от увеличения радиуса скважин. Тогда ожидаемая кратность увеличения дебита от ГРП предварительно определяется по приближенной формуле, в которой радиус скважины r_c после гидроразрыва принимается равным радиусу трещины $r_т$:

$$n = \frac{\lg \frac{R_к}{r_c}}{\lg \frac{R_к}{r_т}}.$$

Здесь радиус трещины определяют приближенно, исходя из характеристик горных пород, вязкости, расхода и времени закачивания жидкости разрыва и проницаемости пласта.

Если взять радиус контура питания (половина среднего расстояния между двумя соседними скважинами) $R_к$ равным 250 м, а радиус скважины r_c равным 0,1 м, то при длине трещины в 1, 5, 10, 25, 50 и 100 м максимальное увеличение дебита скважины будет в 1,4, 2,0, 2,4, 3,4, 4,9 и 8,5 раза соответственно. Однако фактическая кратность увеличения дебита часто бывает намного больше. Это объясняется несовершенством скважин, более низкой проницаемостью призабойной зоны пласта по сравнению с его удаленной частью, неоднородным строением пласта по толщине и т. д.

Фактическая кратность увеличения дебита может быть и несколько ниже, если в результате ГРП призабойная зона не соединилась с удаленными высокопроницаемыми участками пласта или скважины находились в зонах литологического выклинивания пластов.

К оценке качества проведенного ГРП относится также определение местоположения созданной трещины. Для этого используют следующие способы: в последнюю порцию песка добавляют радиоактивное вещество, после ГРП проводят гамма-каротаж и по аномалии его диаграммы определяют местоположение трещины; проводят исследования профилей притока (в нефтяных добывающих скважинах) и приемистости (в водонагнетательных скважинах) и считают, что интервал наибольших притока или приемистости (так называемые «пики» притока и приемистости) соответствует местоположению созданной трещины.

Величину технологического и экономического эффекта от проведения ГРП определяют так же, как и после кислотных обработок (см. гл. 4).

При ГРП создаются очень высокие давления (до 70 МПа), при которых возможен разрыв трубопроводов и насосных установок. Кроме того, в качестве жидкости разрыва часто применяют нефть — огнеопасное вещество. Для обеспечения нормального хода операции ГРП на скважине должны строго соблюдаться правила техники безопасности и осуществляться противопожарные мероприятия.

ГРП производят по специальному плану, утвержденному главным инженером НГДУ. Руководителем работ и ответственным лицом на скважине является инженерно-технический работник.

Насосные установки и другую технологию для ГРП расставляют на расстоянии не менее 10 м от устья скважины и 1 м друг от друга, их кабины должны быть обращены в противоположную от устья сторону.

Насосные установки соединяются с устьевой арматурой жестко при помощи труб высокого давления.

На нагнетательных линиях устанавливают обратные клапаны, на насосах — предохранительные устройства и манометры. На устьевой арматуре устанавливается манометр.

После окончания обвязки устья скважины с насосными установками все трубопроводы и оборудование устья опрессовывают на давление, в 1,5 раза превышающее ожидаемое максимальное давление при ГРП. При этом обслуживающий персонал удаляется на безопасное расстояние.

Во время запуска насосных установок в работу, закачивания и продавливания жидкостей в скважину нахождение людей около устья скважины и нагнетательных трубопроводов запрещается. У насосных установок находятся только люди, непосредственно связанные с их обслуживанием.

В процессе работы насосных установок ремонтировать их и производить докрепление соединений трубопроводов и устья запрещается.

Прежде чем отсоединить трубопроводы от устьевой арматуры, необходимо закрыть краны и снизить давление в трубопроводах до атмосферного.

Остатки жидкости разрыва и нефти сливают из емкостей насосных установок и автоцистерн в специальные резервуары.

При ГРП с применением кислот необходимо соблюдать дополнительные меры предосторожности. (см. гл. 4).

ГИДРОПЕСКОСТРУЙНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ СКВАЖИН (ГПП)

Перфорация — пробивание отверстий в стенках эксплуатационной колонны, цементном камне и горной породе для сообщения продуктивного пласта со стволом скважины.

При гидропескоструйной перфорации для создания канала сообщения используется энергия песчано-жидкостной струи, истекающей с большой скоростью из специальных насадок перфоратора. В результате этого песок истирает стенки колонны, затем пробивает цементное кольцо и далее проникает в глубь пласта.

НАЗНАЧЕНИЕ И УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГПП

При ГПП диаметр отверстий, создаваемых в колонне, составляет 12—20 мм, а глубина каналов в несколько раз больше, чем при других видах перфорации. При ГПП не нарушается цементное кольцо за колонной. Поэтому ГПП применяют в скважинах, только что вышедших из бурения, и уже эксплуатирующихся для значительного увеличения их производительности, а также в скважинах, близко расположенных к нефтеносным пластам водоносных или газоносных прослоев или пластов. ГПП применяют также для выполнения следующих специальных работ в скважинах:

создание щелей перед ГРП, обеспечивающих снижение давления разрыва и образование трещины в определенном направлении;

срезание обсадных, бурильных и насосно-компрессорных труб.

ГПП в основном используют тогда, когда другие виды перфорации не дают ожидаемого результата.

Основное условие нормального осуществления процесса ГПП — отсутствие поглощения жидкости в скважине, т. е. наличие нормальной циркуляции жидкости для обеспечения выноса песка и шлама.

ГПП нецелесообразно применять в интервалах, уже подвергнутых кислотной обработке и ГРП, а также в сильно обводненных пластах.

МАТЕРИАЛЫ, ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНИКА ПРИ ГПП

Основными материалами для осуществления ГПП являются рабочая жидкость и песок.

Рабочие жидкости не должны ухудшать коллекторские свойства продуктивного пласта и не должны быть дефицитными и дорогими.

В качестве рабочих жидкостей используют дегазированную нефть (в добывающих скважинах) и техническую воду (в водонагнетательных скважинах), а также растворы соляной кислоты с ПАВ (в любых скважинах).

В качестве абразивного (истирающего) материала применяют песок с размером зерен от 0,2 до 2 мм с содержанием кварца более 50%.

ГПП осуществляют с помощью специальных устройств — гидроперфораторов, содержащих насадки (сопла) из очень твердого сплава ВК6.

На промыслах применяют насадки с внутренним диаметром 3, 4,5 и 6 мм. Насадки диаметром 3 мм используют для вырезки прихваченных НКТ или бурильных труб в обсаженных скважинах и при небольшой глубине резания; насадки диаметром 4,5 мм — при перфорации и других работах, когда нет условий для очень быстрой закачки песчано-жидкостной смеси; насадки диаметром 6 мм — когда необходимо обеспечивать максимальную глубину канала и невозможно создавать большие давления.

Гидропескоструйный перфоратор АП-6М (рис. 8) предназначен для создания точечных и щелевых каналов в колонне, цементе и породах пласта. АП-6М применяют для перфорации скважин, обсаженных колоннами 141-219 мм; вырезки обсадных колонн тех же диаметров; расширения забоев необсаженных скважин и т. д. Перфоратор имеет 10 гнезд для

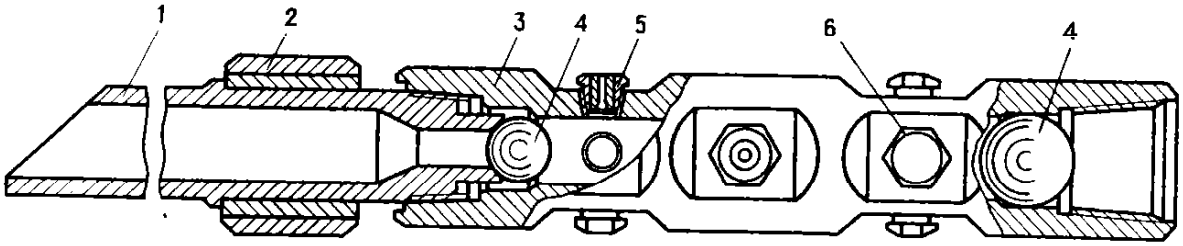


Рис. 8. Гидропескоструйный перфоратор:
1 — хвостовик; 2 — центратор; 3 — корпус; 4 — шарик; 5 — насадка; 6 — заглушка

держателей насадок и заглушек. Сочетанием различных вариантов расположения насадок и заглушек в перфораторе, перемещением его вокруг или вдоль оси скважины создают горизонтально-круговые или вертикальные щели. Шестигранная поверхность держателя насадки предохраняет участок корпуса перфоратора с резьбой (гнездо) от разрушающего действия отраженной струи песчано-жидкостной смеси и частиц породы. Хвостовик с пером служит для удаления песка, накопившегося в зумпфе скважины во время перфорации.

Перфоратор АП-6М выпускается в двух вариантах (табл. 7).

Для перфорации нескольких маломощных пластов, расположенных на большом расстоянии друг от друга, и мощных пластов рекомендуют применять блок гидропескоструйных перфораторов ПЗК-1. Этим перфоратором можно перфорировать последовательно снизу вверх один или несколько пластов без подъема труб и прекращения подачи песчаножидкостной смеси.

Блок может включать в себя до пяти отдельных перфораторов, соединенных патрубками или трубами. ПЗК-1 применяют в скважинах с диа-

Таблица 7

Технические характеристики перфораторов АП-6М

Характеристика	АП-6М-100	АП-6М-80
Диаметр корпуса перфоратора, мм	100	80
Длина корпуса перфоратора, мм	835	780
Количество отверстий для насадок	10	6
Расстояние между ярусами отверстий вдоль вертикали, мм	100	
Количество ярусов отверстий	3	
Количество отверстий в ярусах	4; 2; 4	2; 2; 2
Минимальный диаметр колонны, мм	141	89
Допустимый перепад давления, МПа	60	
Допустимая забойная температура	Любая	
Масса, кг	28	17

метром 141 мм и более; максимально допустимое давление и температура составляют соответственно 50 МПа и 100° С.

Для создания круговых горизонтальных щелей или каналов в обсадной колонне, цементном кольце и породе пласта, а также для вырезки прихваченных труб применяют глубинный вращатель ВГ-1.

Для создания вертикальных щелей перфоратор перемещают вверх и вниз специальными глубинными двигателями ГДП, приводящимися в действие потоком рабочей жидкости. Этой же цели можно достигнуть путем подъема труб с помощью подъемной установки. При этом закачку песчано-жидкостной смеси осуществляют через тройник и гибкий шланг.

Для приготовления песчано-жидкостных смесей и закачки их в скважину используют пескосмесительные агрегат 4ПА, установку УСП-50 и насосные установки УН1-630×700А или цементировочные агрегаты.

ТЕХНОЛОГИЯ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ГПП

При планировании процесса ГПП сначала определяют допустимое устьевое давление, исходя из прочностной характеристики труб.

Затем подбирают перепад давления в насадке и оценивают потери давления в системе. При этом ставят цель обеспечить максимальный перепад давления в насадках и минимальные потери давления в трубах и затрубном пространстве.

Перепад давления определяют по готовым графикам, исходя из известного диаметра насадки и задаваясь расходом жидкости через нее.

Потери давления определяют также по готовым графикам, исходя из суммарного расхода жидкости, равного произведению числа одновременно работающих насадок, и расхода жидкости через одну насадку.

Сумма перепада и потерь давления не должна быть больше величины допустимого устьевого давления.

Рекомендуют, чтобы перепад давления был не менее 10—12 МПа для насадок диаметром 6 мм и 18—20 МПа для насадок диаметром 4,5 и 3 мм. Для прочных пород приведенные величины давления увеличивают до 18—20 и 25—30 МПа соответственно для насадок с диаметром 6 и 4,5; 3 мм.

При выборе перепада давления и расхода жидкости через насадку исходят из необходимости обеспечения скорости восходящего потока в межтрубном пространстве не менее 0,5 м/с для удаления песка и шлама с забоя скважины.

В процессе ГПП отработанная жидкость с песком и шламом выходит через создаваемый канал в ствол скважины. Это встречный поток создает сопротивление рабочей струе, направляемой в породу пласта. Поэтому рекомендуют в обсадной колонне делать прорезь большего сечения, чем сечение насадки. Для этого необходимо создавать щели в обсадной колонне длиной 100—120 мм.

Практически процесс ГПП осуществляют следующим образом.

Спускают перфоратор, тщательно замеряя длины каждой трубы и другого подземного оборудования. Перфоратор центрируют в заданном интервале специальным фиксатором. При нагнетании песчано-жидкостной смеси

плашки фиксатора выдвигаются и упираются в стенку колонны, удерживая перфоратор и ближайшие к нему трубы в определенном положении. Если используется глубинный вращатель, то его устанавливают над перфоратором. На расстоянии одной или двух НКТ над перфоратором монтируют муфту-репер.

После спуска в скважину колонны НКТ с подземным оборудованием производят радиоактивный каротаж для отбивки глубины нахождения муфты-репера, а, следовательно, и самого перфоратора, так как расстояние между ними точно известно. Приподнимая или опуская колонну НКТ, перфоратор устанавливают у нижнего интервала обрабатываемого пласта.

Затем производят обвязку наземного оборудования со скважиной. При этом, в зависимости от конкретных условий, применяют устьевую арматуру 1АУ-700 или 2АУ-700.

Производят прямую и обратную промывки скважины соответствующей жидкостью, после чего в НКТ спускают опрессовочный шаровой клапан и опрессовывают подземное и наземное оборудование (на 1,5-кратное ожидаемое рабочее давление).

Обратной промывкой вымывают опрессовочный шаровой клапан. Оценивают потери давления на трение путем промывки скважины при режиме перфорации.

Спускают клапан перфоратора и закачивают рабочую жидкость без песка на режиме перфорации.

Приготавливают песчано-жидкостную смесь в пескосмесительных агрегате 4ПА или установке УСП-50, а также цементно-смесительных воронках. Затем приготовленную смесь подают в насосные установки, которые, в свою очередь, закачивают ее в скважину.

Переходят к следующему, верхнему интервалу обработки.

После осуществления перфорации всех интервалов обратной промывкой вымывают клапан перфоратора, промывают забой, поднимают перфоратор и оборудуют скважину для освоения и эксплуатации.

Принципиальные схемы расположения подземного и наземного оборудования в процессе осуществления ГПП приведены на рис. 9, 10.

При ГПП концентрация песка в рабочей жидкости составляет 50—200 г/л; количество песка достигает 10 т.

Темп закачки песчано-жидкостной смеси меняется в пределах 3—4 л/с. При этом скорость струи, выходящей из насадки, составляет 200—260 м/с, а перепад давления — 18,5—22 МПа. Скорость перфорации колонны и породы в среднем меняется от 0,6 до 0,9 мм/с. Струя жидкости с песком образует щель в обсадной колонне шириной около 100 мм, а в пласте — 30—60 мм, длина щели достигает 1000 мм.

Экспериментально определено, что для точечного вскрытия одного интервала без смещения насадки требуется 15—20 мин, а для щелевого вскрытия — 2—3 мин. на каждый сантиметр длины щели.

Использование растворов кислот в качестве рабочей жидкости повышает эффективность ГПП, так как при этом одновременно с перфорацией обеспечивается очистка поровых каналов от загрязнений.

Эффективность ГПП повышается также при искусственном насыщении рабочей жидкости газом (до 25%). В результате этого размеры каналов

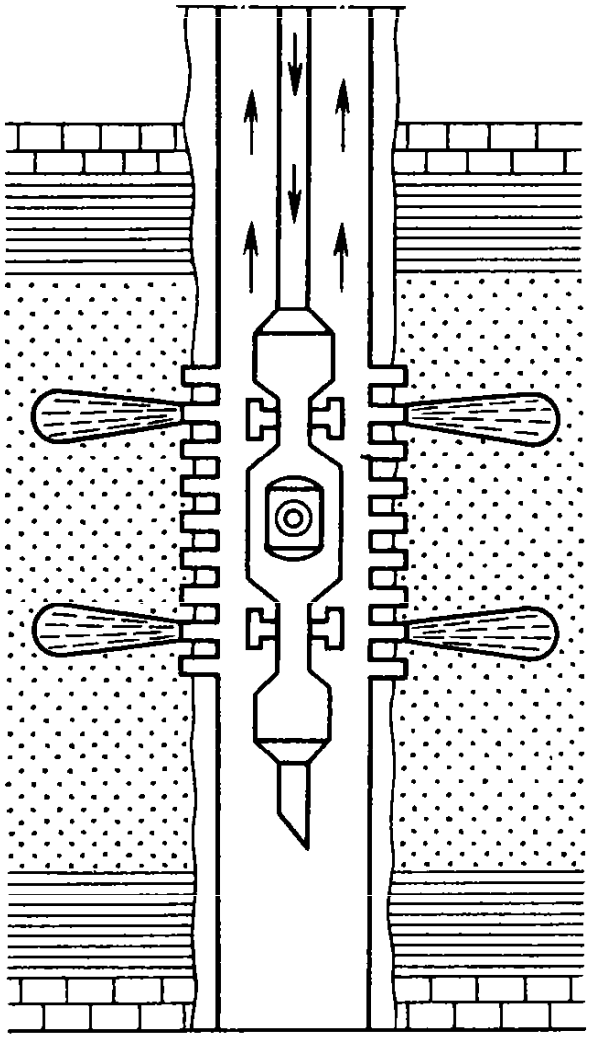
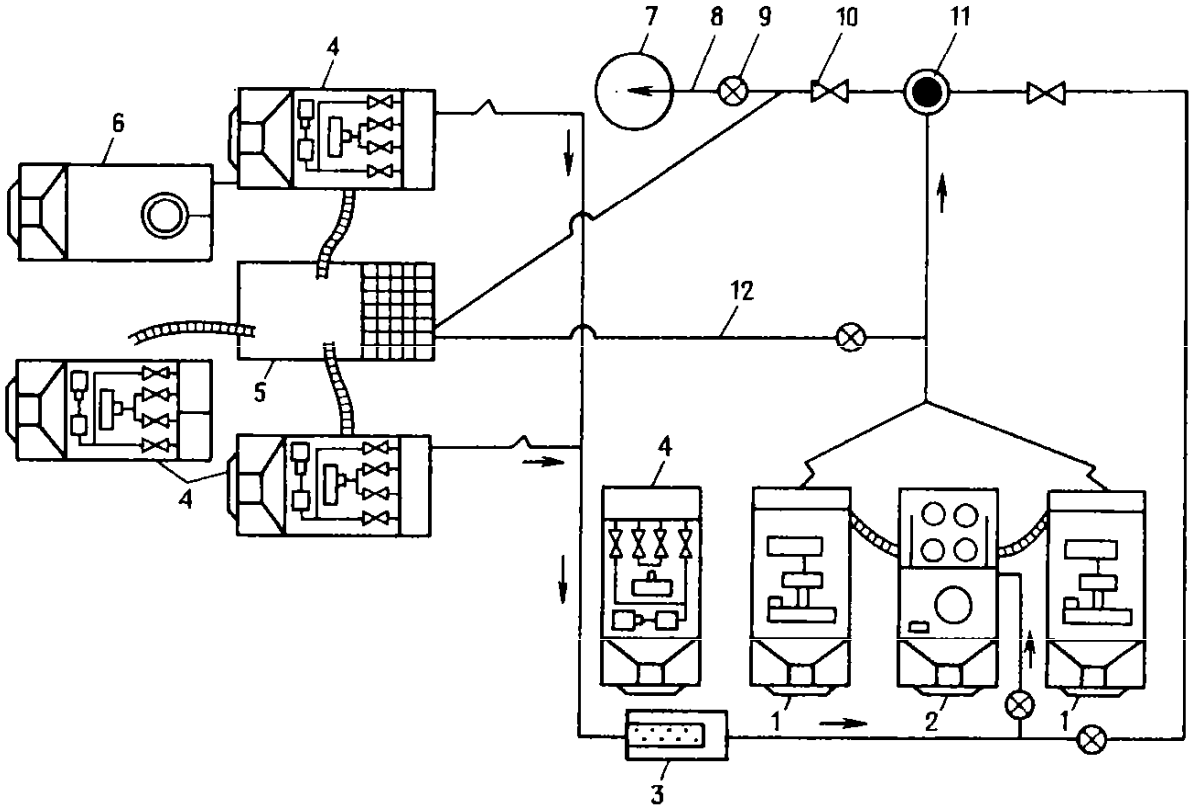


Рис. 9. Схема расположения подземного оборудования при гидропескоструйной перфорации (ГПП)

Рис. 10. Схема расположения наземного оборудования при гидропескоструйной перфорации:

1 — насосная установка УН1-630×700А (или 4АН-700); 2 — пескосмесительный агрегат 4ПА (или УСП-50); 3 — шламоуловитель; 4 — цементировочный агрегат; 5 — резервуар со смесью; 6 — автоцистерна; 7 — амбар; 8 — линия сброса разгазированной жидкости и песка; 9 — кран высокого давления; 10 — фонтанная задвижка; 11 — устье скважины; 12 — линия обратной промывки



увеличиваются в 2—3,5 раза за счет снижения плотности среды вокруг струи и за счет выделяющегося из насадок перфоратора газа.

Технология и экономическая эффективность проведения ГПП определяются исходя из степени увеличения производительности скважин и затрат на производство ГПП (см. гл. 4).

Техника безопасности и противопожарные мероприятия при осуществлении ГПП аналогичны тем, которые необходимо соблюдать при ГРП и кислотных обработках.

ТОРПЕДИРОВАНИЕ СКВАЖИН

Торпедирование заключается в спуске в скважину специальной торпеды, заряженной ВВ. В качестве ВВ применяют тротил, тетрил, гексоген, ТЭН, нитроглицерин, аммониты и динамиты.

НАЗНАЧЕНИЕ И УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ТОРПЕДИРОВАНИЯ СКВАЖИН

Торпедирование применяется для ликвидации аварий с трубами, разрушения посторонних предметов на забое и иногда — для улучшения притока нефти к скважинам. Последнее достигается применением торпедирования при вскрытии продуктивного пласта и очистке зон перфорации или фильтра.

Торпедирование с целью вскрытия пласта рекомендуют производить в скважинах, продуктивные горизонты которых представлены крепкими породами и не предполагается наличие дефектов в цементном кольце. При этом в пласте образуется каверна и от нее расходятся трещины различных размеров. Поэтому проницаемость пород в призабойной зоне повышается, а производительность скважины увеличивается.

Механизм очистки перфорационных отверстий (или отверстий фильтра) от отложений цемента, солей, парафина и других веществ в процессе торпедирования заключается в следующем. При взрыве торпеды образуется мощная ударная волна, которая проходит через скважинную жидкость, достигает стенок эксплуатационной колонны (или фильтра), наносит сильный удар и вызывает растрескивание осадка. В дальнейшем пульсация газового пузыря, образовавшегося из продуктов взрыва, обеспечивает вынос разрушенного осадка из отверстий перфорации.

ТОРПЕДИРОВАНИЕ ДЛЯ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ

Торпедирование для вскрытия пластов осуществляют с применением фугасных (заряд ВВ, взрываемый в земле или под водой) торпед: шашечных торпед типов ТШ и ТШТ (табл. 8). Из торпед типа ТШ в настоящее время выпускаются только торпеды ТШ-84, остальные типоразмеры заменены соответствующими торпедами типа ТШТ. Последние в зависимости от термостойкости заряда и взрывного патрона могут использоваться при низких и повышенных температурах.

Таблица 8

Технические характеристики торпед типа ТШТ и ТШ84

Характеристика	ТШТ20/22	ТШТ25/28	ТШТ35/40	ТШТ43/48	ТШТ50/55	ТШТ65/70	ТШ84
Наружный диаметр, мм	22,5	28,5	42	50	57	72	90
Минимальный наружный условный диаметр трубы, в которую может быть спущена торпеда, мм:							
бурильной	60	73	89	102	114	127	140
насосно-компрессорной	48	48	60	73	89	102	114
обсадной	—	—	114	114	140	140	140
Максимально допустимое давление, МПа	80	80	80	80	80	80	50
Диаметр заряда, мм	20	25	35	43	50	65	84
Длина груза, мм	1065	1065	1000	1000	800	800	950
Масса груза, кг	2,6	2,6	10,5	10,5	12,2	12,2	16,0
Длина торпеды, мм	1780	1930	1870	1870	1703	1502	2030
Масса торпеды, кг	3,123	4,150	12,891	13,826	16,461	18,124	22,910

Таблица 9

Основные параметры торпедирования

Соотношение диаметров заряда и трубы	Характеристика затрубного пространства	Действие взрыва на трубу при центральном расположении заряда	Действие взрыва на породу
До 0,1	Вода, насыпной грунт и грунт, пропитанный водой	Трубы целы	Иногда нарушается структура песка
0,14	То же	Вырывы кусков трубы	То же
0,20	Цементное кольцо и порода средней прочности	Трубы целы или наблюдается незначительное раздутие труб («фонарь»)	Трещины в породе и цементном камне
0,20—0,25	То же	Образуется «фонарь» и небольшое число вертикальных трещин	То же
0,26—0,32	»	Образуется «фонарь» и сетка трещин в колонне	»
0,32—0,4	»	Сетка трещин в колонне значительна; наблюдаются вырывы кусков труб при отношении диаметров заряда и трубы, равном 0,4	»

Торпеды типа ТШ и ТШТ негерметичные, так как заряд из цилиндрических шашек ВВ находится в контакте с промывочной жидкостью. Взрывной патрон герметичный, поэтому торпеды имеют герметичную оболочку из малопрочного материала (тонкостенный алюминий). Сверху над торпедой устанавливается груз.

Комплект незаряженной торпеды типа ТШТ включает десять корпусов и два груза, комплект ТШ84 — один корпус и один груз, поставляемый по особому заказу. Зарядный комплект включает набор шашек ВВ для одного корпуса торпеды.

Один из основных параметров технологии торпедирования — размер зяряда. Максимально допустимую длину торпеды подсчитывают исходя из плотности ВВ, предельно допустимой массы заряда ВВ (для мощных ВВ 5000 г, для слабых — 7000 г) и диаметра заряда.

Диаметр торпеды (заряда) выбирают исходя из конструкции скважины, свойств пласта и желаемого эффекта торпедирования (табл. 9). Для качественного вскрытия пласта торпедированием в породах средней прочности рекомендуют применять заряды с отношением диаметра заряда к диаметру трубы, равным 0,3—0,34. При этом в колонне получается достаточное количество трещин.

Длину торпеды можно менять. При этом необходимо помнить, что у очень коротких торпед (с длиной, не превышающей пяти диаметров торпеды) радиальное действие намного меньше. Сильное увеличение длины торпеды (более 10—15 диаметров) также не вызывает увеличения радиуса зоны трещинообразования.

Чтобы не повредить кровлю и подошву пласта, верхнюю и нижнюю части торпеды располагают на некотором расстоянии от них. При большой мощности пласта торпеды размещают на расстоянии около 500 мм друг от друга.

Глинистые пропластки в продуктивном пласте не торпедируют.

Повторный взрыв в одном и том же интервале не производят, так как это сопровождается сильными разрушениями колонны и небольшим увеличением радиуса каверны и трещин.

Очень важно, чтобы торпеда при взрыве располагалась в центре трубы. Взрыв торпеды (даже небольшой), находящейся в контакте со стенкой трубы, может сильно ее разрушить. Поэтому рекомендуют применять центраторы.

Торпеду привозят на скважину в разобранном виде (сборка торпеды на скважине занимает всего несколько минут). Затем торпеду жестко соединяют с грузом, который находится сверху и служит для обеспечения нормального спуска и центрирования торпеды в момент взрыва. Торпеду и груз спускают в скважину на электрокабеле. После взрыва груз поднимают из скважины, его применяют многократно.

ТОРПЕДИРОВАНИЕ ДЛЯ ОЧИСТКИ ПЕРФОРАЦИОННЫХ ОТВЕРСТИЙ (ИЛИ ОТВЕРСТИЙ ФИЛЬТРА)

Торпедирование для очистки перфорационных отверстий (или отверстий фильтра) осуществляют с использованием торпед из детонирующего шнура типа ТДШ (табл. 10).

Таблица 10

Техническая характеристика торпед типа ТДШ

Характеристика	ТДШ 25	ТДШ 50	ТДШТ 50
Поперечный размер, мм	25	50	
Минимальный наружный диаметр трубы, в которую может быть спущена торпеда, мм: бурильной насосно-компрессорной	73 48	102 73	
Максимально допустимое давление, МПа	50		100
Максимально допустимая температура, °С	80		200
Количество ниток детонирующего шнура, шт.	1—10		
Количество взрывов с одной головкой (держателем)	10	15	5
Длина груза, мм	2200	1000	
Масса груза, кг	7	16	15
Длина торпеды, м	4—100	4,5—100	4—100
Масса торпеды при длине 50 м и трех нитках детонирующего шнура типа ДШВ, кг	29,25	41,25	41,70

Торпеда типа ТДШ состоит из головки (держателя) и груза, соединенных между собой тросом. К тросу скобами прикреплен заряд, представляющий собой один или несколько отрезков детонирующего шнура в водонепроницаемой оболочке.

Шнур имеет оболочку из полихлорвинила, поэтому торпеды типа ТДШ можно применять в скважинах, заполненных жидкостью.

Длина шнура может достигать 100 м, поэтому рекомендуют за один спуск торпедировать всю продуктивную толщину пласта, включая и непроницаемые пропластки.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТОРПЕДИРОВАНИЯ СКВАЖИН

Эффективность торпедирования для вскрытия пластов определяют путем сравнения дебитов (или коэффициентов продуктивности) скважины до и после торпедирования. Иногда, исходя из опыта эксплуатации отдельных залежей, скважину торпедируют сразу же после окончания ее строительства. В этом случае эффективность торпедирования можно определять путем сравнения дебитов скважин, вскрытых различными способами. При этом характеристики вскрываемых продуктивных пластов должны быть близки.

Дополнительная добыча нефти за определенный период эксплуатации

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:

с известняками: $CaCO_3 + 2HCl = CaCl_2 + H_2O + CO_2$;

с доломитами: $CaMg(CO_3)_2 + 4HCl = CaCl_2 + MgCl_2 + 2H_2O + 2CO_2$.

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 глинокислоты) с каолином (вид глины) следующее:

$$Al_2O_3 \cdot 2SiO_2 \cdot 2H_2O + 14HF = 2AlF_3 + 2SiF_4 + 9H_2O.$$

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

Глинокислоту 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:

$$CaCO_3 + 2HF = \downarrow CaF_2 + CO_2 + H_2O.$$

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 $Fe(OH)_3$, 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 предназначается 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:

$$CaCO_3 + H_2SO_4 = \downarrow CaSO_4 + H_2O + CO_2.$$

При температуре пласта ниже 70° С сульфат кальция выпадает в осадок в виде гипса $CaSO_4 \cdot 2H_2O$.

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 глинокислоты. Плотность ингибированной соляной кислоты с содержанием HCl 22% (ТУ6-01-714-77) 1154—1188 кг/м^3, температура замерзания минус 58° С. Скорость коррозии стали марки Ст 3 в соляной кислоте 10%-й концентрации при температуре 20° С составляет 7 г/м^2·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):

$$CaF_2 + H_2SO_4 = 2HF + CaSO_4.$$

Заводы-изготовители поставляют техническую плавиковую кислоту по ТУ 608-236-77 с содержанием HF не менее 30%, кремнефтористоводородной кислоты H_2SiF_6 не более 8% и H_2SO_4 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 бутылях. 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 глинокислоты, содержащей 10% HCl и 5% HF, при температуре 20° С составляет 43,1 г/м^2·ч.

Для удобства транспортирования и хранения и безопасности работы на промыслах плавиковую кислоту получают из БФА ($NH_4F \cdot HF + NH_4F$) непосредственно в процессе приготовления рабочего раствора глинокислоты по следующей химической реакции:

$$NH_4F \cdot HF + HCl = 2HF + NH_4Cl;$$

$$NH_4F + HCl = NH_4Cl + HF.$$

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° С. Растворимость БФА в воде при различных температурах следующая:

Температура, °С	*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° С составляет 1049 кг/м^3, температура затвердевания при 98%-й концентрации 17° С, температура кипения — 118° С. 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:

$$H_2SO_4 + CaCO_3 + H_2O = \downarrow CaSO_4 \cdot 2H_2O + H_2O + CO_2.$$

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

$$H_2SO_4 + BaCl_2 = \downarrow BaSO_4 + 2HCl.$$

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° С.

Товарная концентрированная кислота содержит около 98% H_2SO_4 и имеет плотность 1840 кг/м^3. Ее поставляют в стеклянных бутылях вместимостью 20—30 л. Бутыли закрывают притертыми пробками, тщательно упаковывают в ивовые корзины или прочные деревянные обрешетки, горловину бутыли и пробку обвертывают пеньковой тканью и обвязывают. К бутыли 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 огнеупорным покрытием или футеровкой.

Угольная 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 $CH_2=O$ — прозрачная жидкость плотностью 1106 кг/м^3 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/м^3. 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 $(CH_2)_6N_4$ — 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 синтезирования и представляет собой смесь нескольких веществ.

Реагент УФЭ$_8$ — неионогенное ПАВ, обладает определенными защитными свойствами. При дозировке УФЭ$_8$ 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 заводами-изготовителями с введенным в нее ингибитором.

Применение поверхностно активных веществ при солянокислотных обработках. 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 рассеиванию 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, УФЭ$_8$, 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 м^3 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 соответственным образом подготовлена.

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

Кислотная база

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 производят на скважине.

Концентрированные товарные кислоты хранят в металлических резервуарах вместимостью 25,50 и 100 м^3. Для предотвращения коррозионного разрушения металла внутренние поверхности резервуаров гуммируют: наносят специальное резиновое, эбонитовое или полуэбонитовое покрытия. 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 трехплунжерного 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 м^3 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 м^3 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 м^3, установленной на шасси автомобильного прицепа МАЗ-8926 (табл. 14). Цистерна имеет наливной трубопровод диаметром 100 мм с пробковым краном 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 концентрированная 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 кислоты 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	500/500	625/375	750/250	935/65	—
17	470/530	590/410	705/295	885/115	—
18	445/555	556/444	670/330	835/165	—
19	420/580	526/474	635/365	790/210	—
20	400/600	500/500	600/400	750/250	—
21	382/618	477/523	570/430	715/285	952/48
22	362/638	455/545	546/454	685/315	909/91
23	348/652	435/565	520/480	652/348	870/130
24	334/666	417/583	500/500	625/375	833/167

Продолжение табл. 15

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

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 глинокислоты, %	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 глинокислоты

Запланированная концентрация соляной кислоты, %	Запланированная концентрация плавиковой кислоты, %	Содержание компонентов в 100 л раствора глинокислоты			
		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 глинокислоты 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 глинокислоты по запланированным концентрациям плавиковой кислоты и 10%-й концентрации соляной кислоты. Из табл. 18 видно, что для приготовления 100 л глинокислоты 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, гидроимпульсные кислотные обработки, кислотоструйные обработки, обработки глинокислотой, 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.

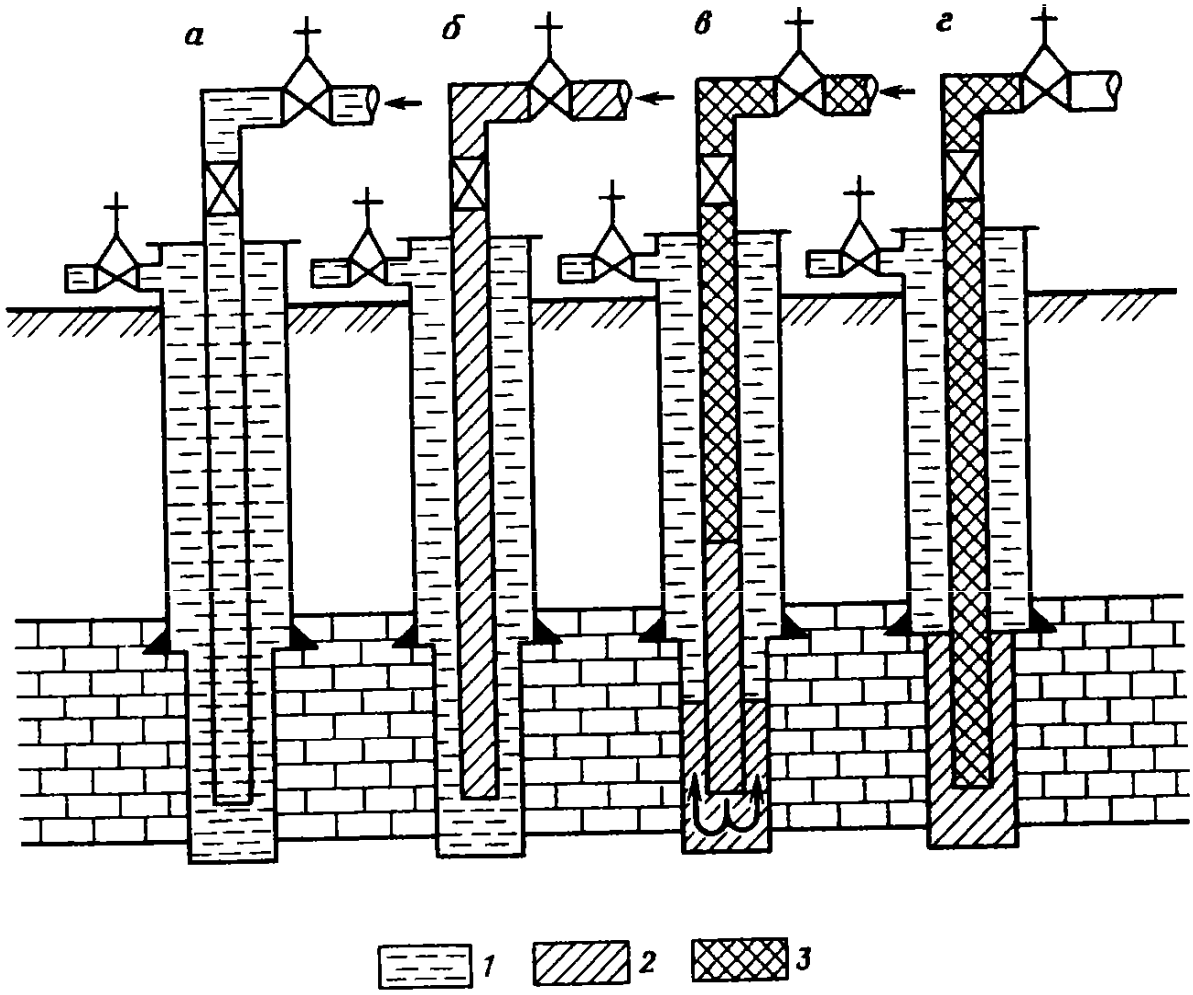


Рис. 11. Технологические схемы (*а* — *г*) установления кислотной ванны:
1 — вода, *2* — кислота, *3* — продавочная жидкость

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-

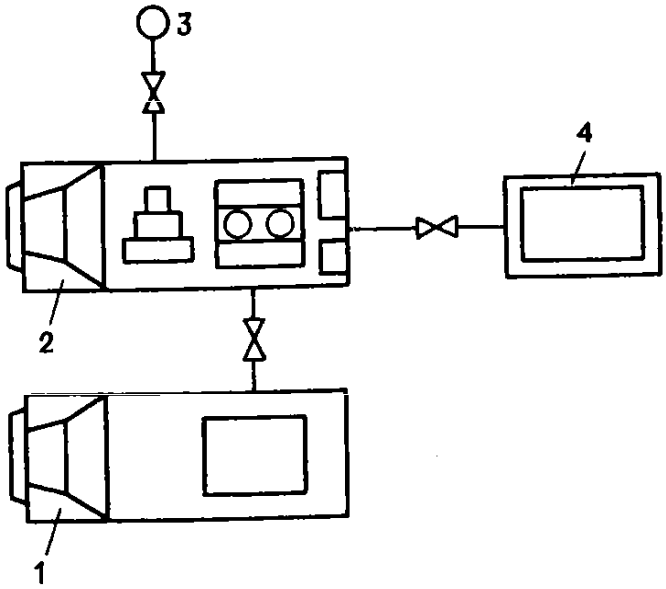


Рис. 12. Примерная схема обвязки наземного оборудования при установлении кислотной ванны:
1 — кислотовоз; 2 — установка насосная (или агрегат); 3 — скважина; 4 — резервуар с продавочной жидкостью

сатных месторождении 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	20/15	20/15	20/15	20/15	15/15	15/15
Катапин-А (функции: ПАВ + ингибитор)	0,5/0,3	0,1/0,1	—	—	—	—
Марвелан-КО (функции: ПАВ + ингибитор для раствора II; ПАВ для раствора III)	—	—	0,8/0,5	0,2/0,1	0,5/0,5	0,1/0,1
Ингибитор В-2	—	—	—	—	0,3/0,2	0,3/0,2
Уксусная кислота	—	—	—	—	5,0/3,0	5,0/3,0

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 выделяется из пластовых вод при эксплуатации скважин и откладывается в трубах, на фильтре (в интервале перфорации), забое, 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 приствольной 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*).

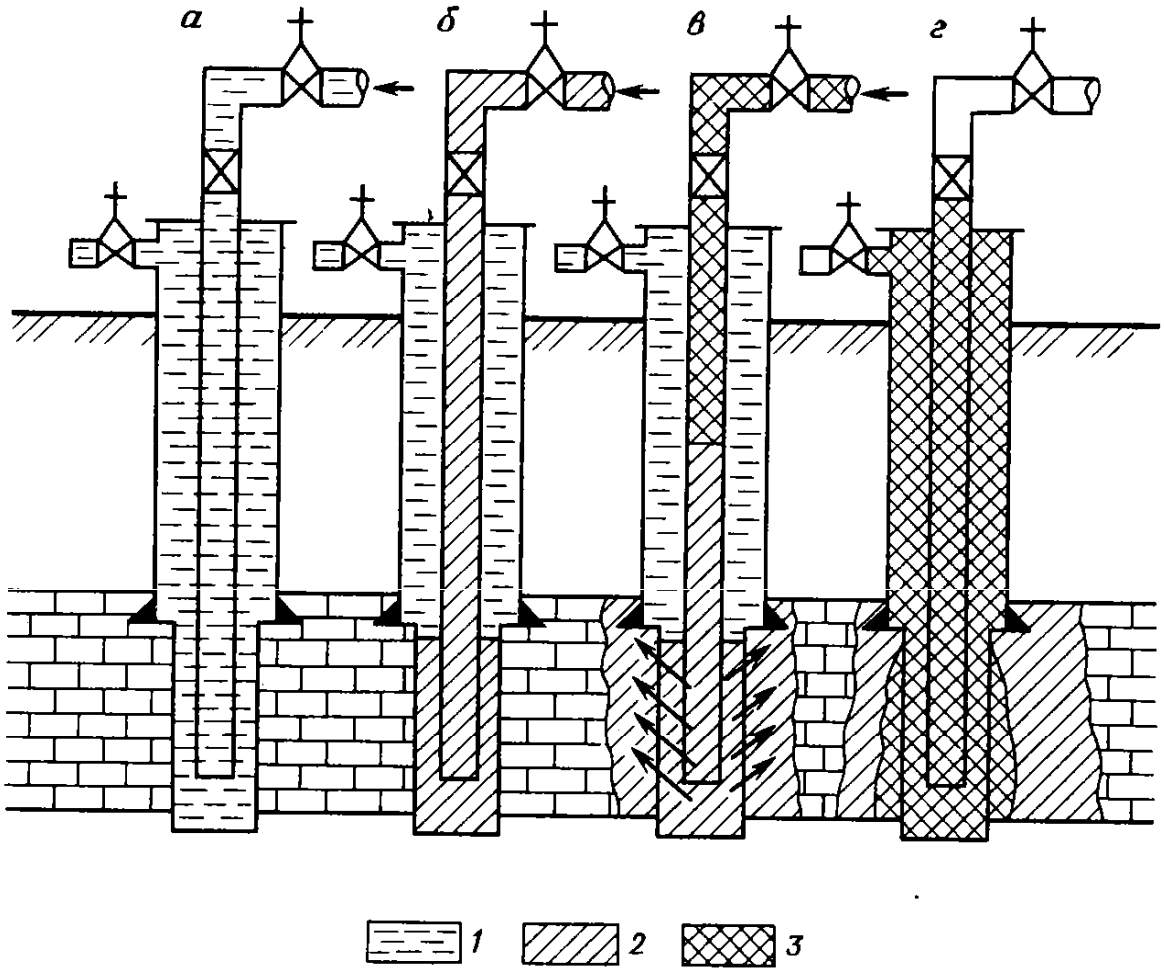


Рис. 13. Технологические схемы (*а* — *г*) проведения простой кислотной обработки:
1 — вода, *2* — кислота, *3* — продавочная жидкость

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

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

При обработке обсаженных скважин рекомендуется задавливание 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

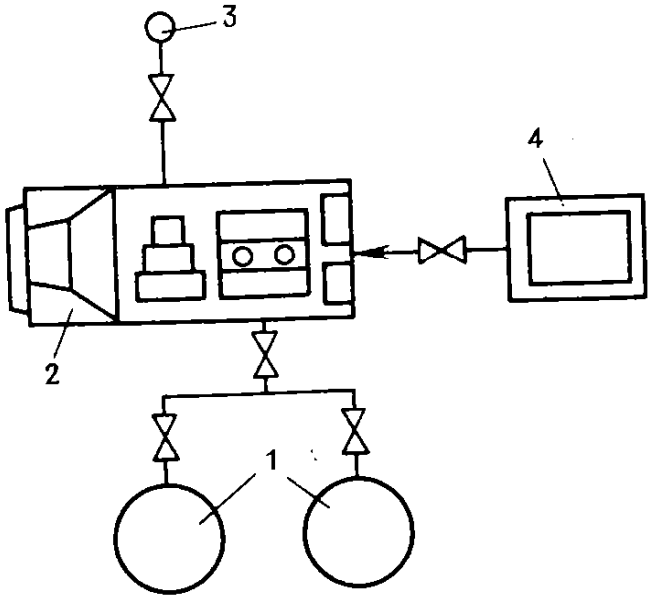


Рис. 14. Примерная схема обвязки наземного оборудования при простой кислотной обработке:
1 — резервуары для раствора кислоты; 2 — установка насосная; 3 — скважина; 4 — резервуар с продавочной жидкостью

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 водоносным 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/м^3), 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/м^3, повышенной токсичности, также хорошо растворяется в нефти и нефтепродуктах), алкиламиды (воскообразное вещество светло-желтого цвета, плотность 1060 кг/м^3).

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;

70% 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 нефтекислотной 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-

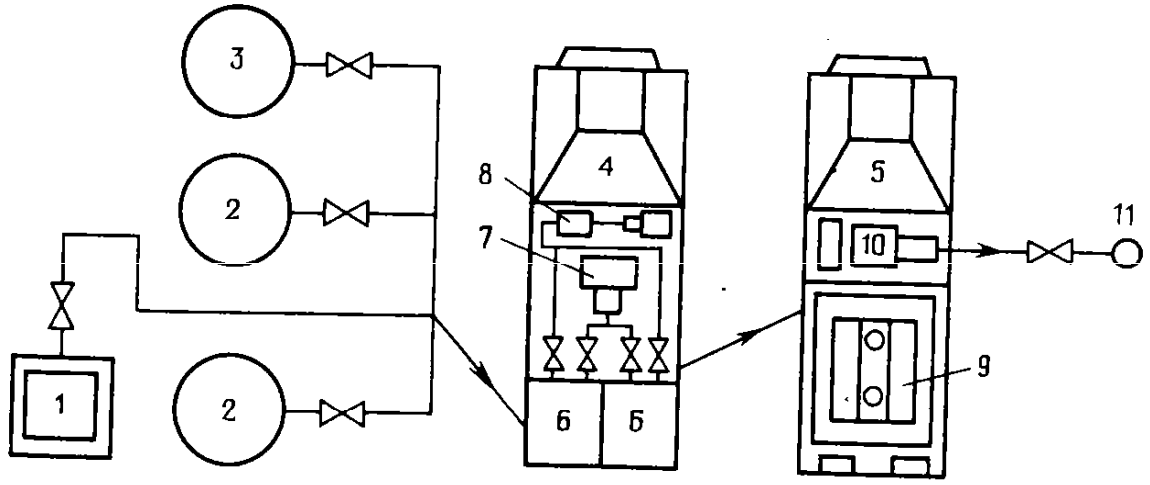


Рис. 15. Примерная схема обвязки наземного оборудования при кислотной обработке под давлением:

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, замеряемой 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 устьевого давления) 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 спадет 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 обработке или обработке 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 предназначаются 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 бóльший объем кислоты, чем необходимый для растворения 1 кг магния (окло 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 ниппелей с конусообразным проходным каналом диаметром (на выходе из ниппеля) 3 мм. Ниппели 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

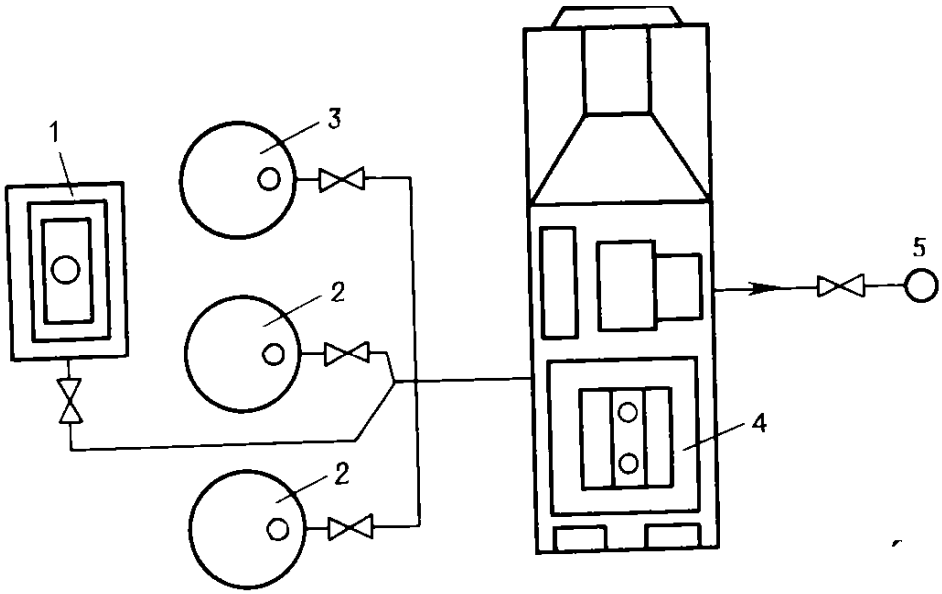


Рис. 16. Примерная схема обвязки наземного оборудования при термокислотной обработке:
1 — передвижная емкость для кислоты; 2 — стационарная емкость для кислоты; 3 — емкость для нефти или другой продавочной жидкости; 4 — установка насосная УНЦ1-160×500К (или агрегат ЦА32ОМ); 5 — скважина

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 задавливают 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 невступивший 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 прибывания в скважине при максимальной температуре, ч	3
Максимально допустимое количество зарядов при одном спуске, шт	12

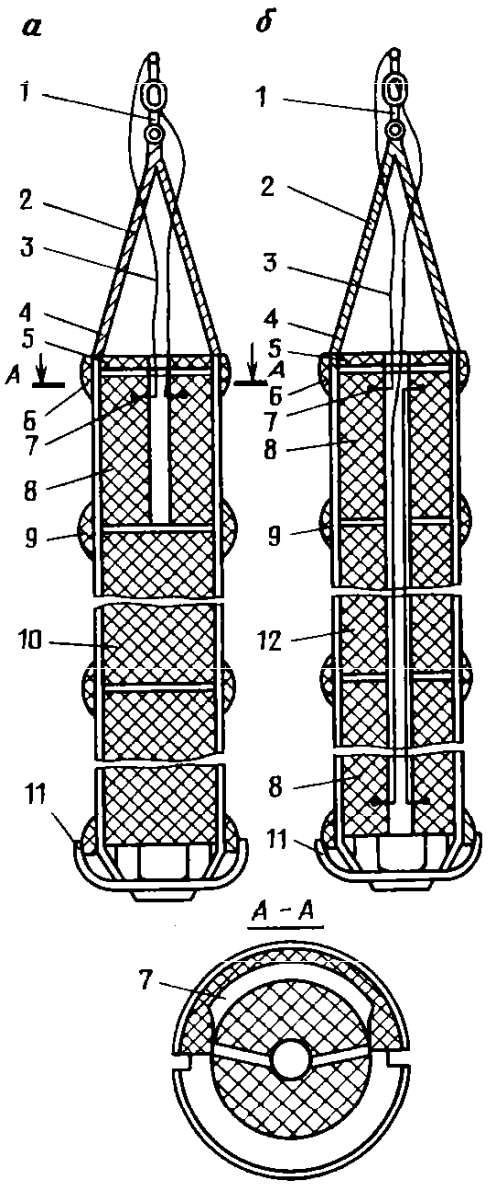


Рис. 17. Аккумуляторы давления АДС-5 (*а*) и АДС-6(*б*):
1 — скоба; 2 — канат; 3 — провод; 4 — проволока; 5 — крышка;6 — обойма; 7 — спираль накаливания; 8 — воспламеняющий пороховой заряд АДС-6В; 9 — втулка; 10 — пороховой заряд АДС-5; 11 — поддон; 12 — сгорающий пороховой заряд АДС-6С

Аккумулятор давления АДС-5 — бесканальный (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 зумпфе 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, сажают 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—800 кг/м^3), повышенную 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—1,5%.

При использовании газа устойчивость пены на 15—20% ниже, чем при использовании воздуха.

Таблица 24

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 $м^3$ на 1 $м^3$ 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 аэрированном 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 м^3 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 нагнетать 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 разряжение 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);

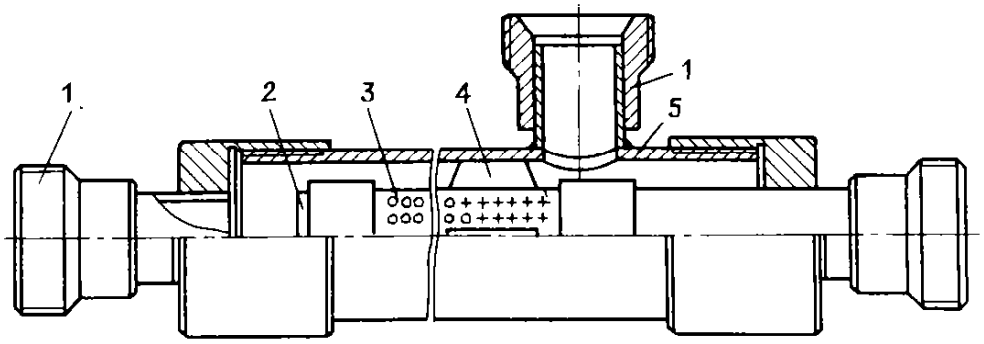


Рис. 18. Схема аэратора:
1 — быстросъемные соединения; 2 — заглушка; 3 — фильтр; 4 — центратор; 5 — корпус

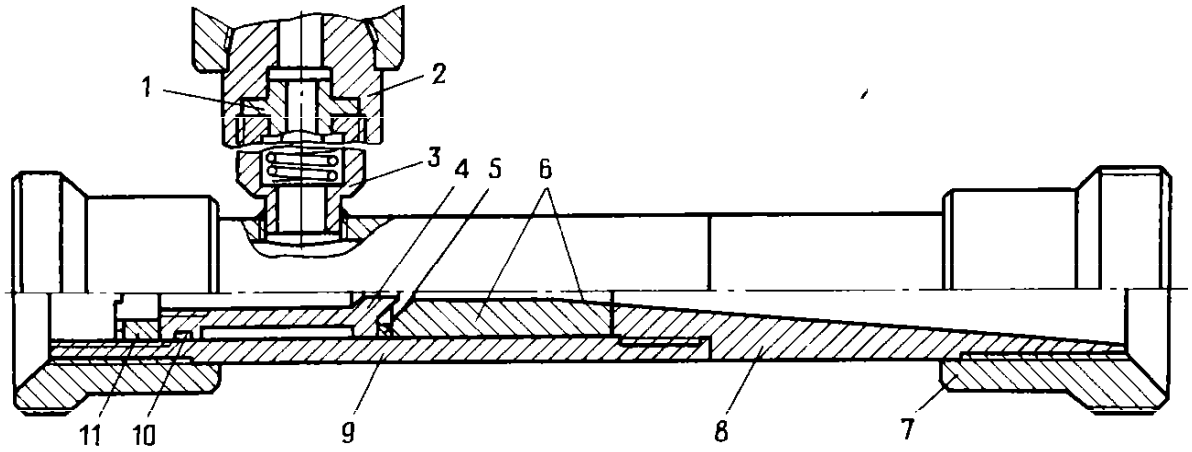


Рис. 19. Эжекторный смеситель:
1 — гнездо клапана; 2 — патрубок; 3 — корпус клапана; 4 — сопло; 5 — кольцо промежуточное; 6 — камеры смешения; 7 — быстросъемное соединение; 8 — диффузор; 9 — корпус; 10 — уплотнение; 11 — гайка

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 м^3 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—

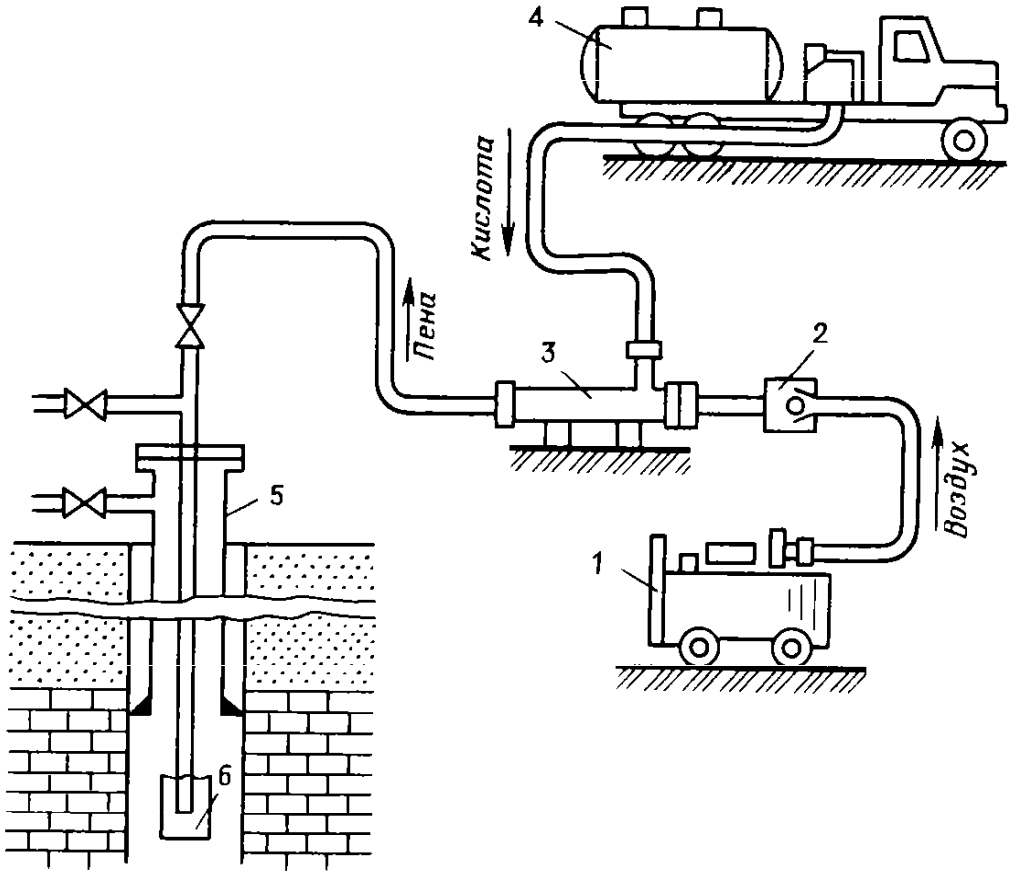


Рис. 20. Примерная схема обвязки оборудования при пенокислотной обработке:
1 — компрессор; 2 — обратный клапан; 3 — аэратор; 4 — установка насосная (кислотный агрегат); 5 — скважина; 6 — глубинный насос

3 ч 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 нефтекислотной эмульсии и продавливанием кислотной пены большим объемом увлажненного воздуха (периодическое впрыскивание в закачиваемый воздух пенообразующего раствора). Нефтекислотная 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 реакционной наконечник или НКТ, через которые прокачивают пенокислоту со степенью аэрации 60—80 (обычно используют около 20 $м^3$ 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 быстром «сбрасывании» 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. Обвязка 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 желательно производить бóльшее 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 применять 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 бóльшее количесво насадок уменьшенного диаметра и распределяют их равномерно по длине гидромонитора. Это делается для охвата обработкой как можно бóльшей части ствола скважины, так как из-за установленного пакера гидромонитор перемещать 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 глин максимальные концентрации соляной кислоты — 10%, плавиковой кислоты — 5%. Глинокислоту рекомендуют приготовлять 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 глинокислоты (II), рассчитанные на 1 м толщины пласта для пород с различным содержанием карбонатов

Радиус действия глинокислоты по пласту, м	Содержание $CaCO_3$, %											
	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* 1350	420	4200 2700	420
1,0	180	720	360	720	720	720	1800	720	3600 1500	720	7200 3000	720
1,5	410	1650	820	1650	1650	1650	410 2300	1650	8200 4600	1650	16500 9300	1650

* 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/м^3 и с различным содержанием карбонатов.

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

Первую обработку глинокислотой 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 глинокислотой 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 (глинокислота) концентрация плавиковой кислоты составляет 3—5%, соляной кислоты — 10—12%, уксусной кислоты — 3—5%.

Перед обработкой водонагнетательных скважин, в которые закачивают промысловые 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, свабирования, закачивание растворителей или даже проведение термохимической обработки. Только после такой предварительной подготовки скважины проводят обработку глинокислотой, состоящей из плавиковой кислоты 5—6%-й концентрации и соляной кислоты 10%-й концентрации. Добавляют также уксусную кислоту в количестве 3—4%.

Технология глинокислотной обработки с повышенной концентрацией плавиковой кислоты несколько отличается от технологии обработки глинокислотой 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) глинокислоты. Затем скорость задавливания глинокислоты в пласт увеличивается. Последнюю часть глинокислоты 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 закачивание 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.

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

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 $м^3$/сут) и 500—1000 мПа·с (при приемистости пласта более 500 $м^3$/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.

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 колонне. 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.

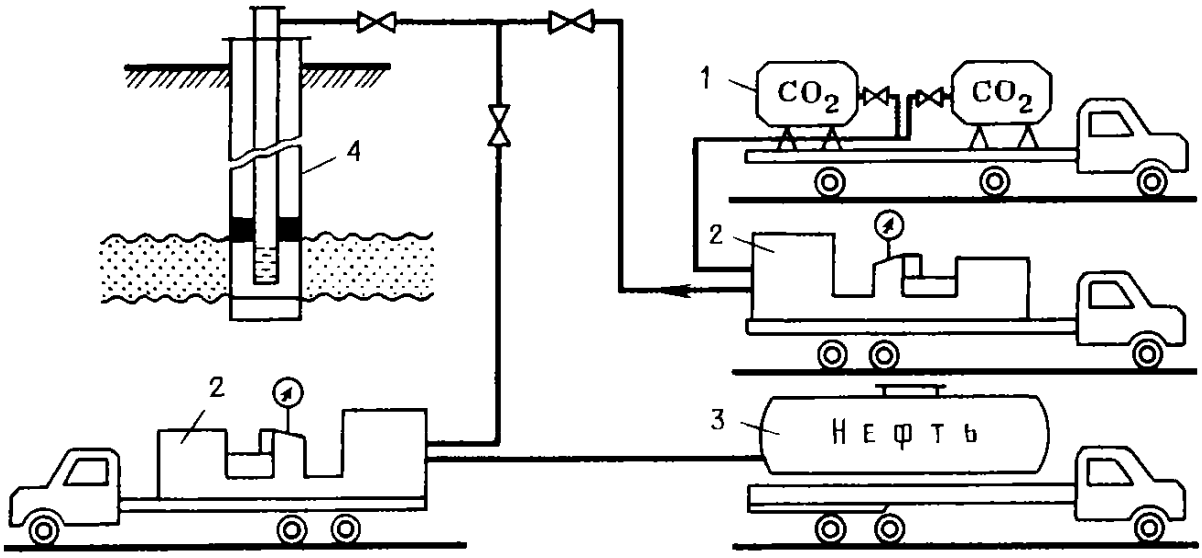


Рис. 21. Примерная схема оборудования при углекислотной обработке:
1 — изотермические емкости; 2 — установки насосные (цементировочные агрегаты); 3 — автоцистерна; 4 — скважина

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 самоизлив 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 скважин приведена на рис. 21.

Обработки сульфаминовой кислотой

Сульфаминовая кислота HSO_3NH_2 предназначается 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 глинокислота.

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-

пературе забоя скважины выше 60° С 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 $м^3$/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, $т \cdot сут^{-1}$ или $м^3 \cdot сут^{-1}$; 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.

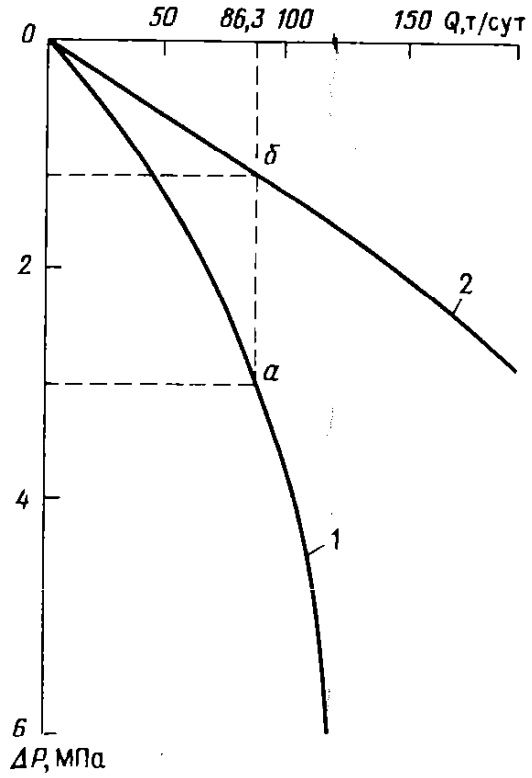


Рис. 22. Индикаторная диаграмма:
1 — до кислотной обработки; 2 — после кислотной обработки

Эффективность кислотных обработок оценивается также путем сравнения профилей притока в добывающих скважинах и профилей приемистости в водонагнетательных скважинах. Профили отражают картину распределения притока нефти или приемистости 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 приемистости водонагнетательной скважины с песчано-аргиллитовым коллектором до и после обработки ее раствором глинокислоты повышенной концентрации, состоящей из 13%-й соляной и 8—9%-й плавиковой кислот.

На рис. 23 по горизонтальной оси отложена приемистость каждого полуметрового интервала пласта в процентах от общей приемистости интервала перфорации; по вертикальной оси отложены глубины скважины. Слева показан профиль приемистости до обработки (давление закачивания воды 10 МПа, приемистость 144 м^3/сут) справа — после обработки (давление 10,5 МПа, приемистость 365 м^3/сут). Интервал перфорации толщиной 8,4 м обозначен зубчатой линией.

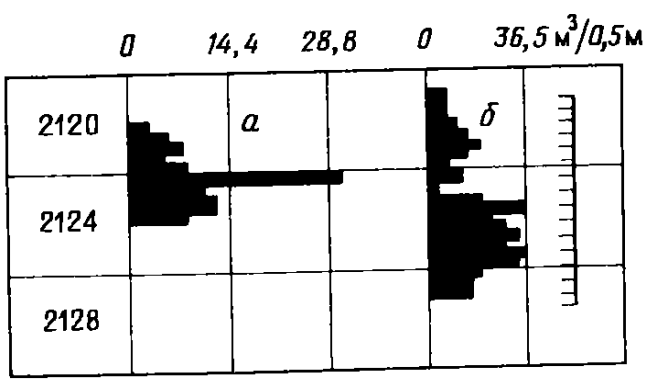


Рис. 23. Профили приемистости водонагнетательной скважины до кислотной обработки (*а*) и после кислотной обработки (*б*)

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 глинокислотой 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 «кашицу» 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 сернокислого 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 дикаина.

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/дм^3.

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 боржоми, 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 В 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 полуторакратное 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 высекания искр при ударах пользуются омедненным слесарным инструментом; выхлопные трубы двигателей внутреннего сгорания снабжаются искрогасителями.

Для защиты от статического электричества, возникающего при трении ременных 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 молниеотводами 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 асфальто-смолистые 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 гидрофобизуют 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 приемистость 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, сульфонол, азолят, катапин, ДС-РАС и др.

Сульфонат представляет собой порошок, его упаковывают в крафт-целлюлозные 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 — мазеобразная 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 нерасслаивающихся 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 ($УФЭ_8$ 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-

тиц 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° С 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
Сульфонол НП-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 $м^3$ на 1 м перфорированной толщины плас-

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

При выборе концентрации ПАВ в растворе учитывают его потери на адсорбцию в наземном оборудовании, в НКТ, 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%; НЧК —2-3%.

Растворы ПАВ закачивают в призабойную зону пластов по технологическим схемам, используемым в процессе солянокислотных обработок. НКТ 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 практическим 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 ПЗП раствором ПАВ определяют так же, как и эффективность кислотных обработок.

ГЛАВА 5

ФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ СКВАЖИН

ТЕПЛОВЫЕ ОБРАБОТКИ

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

При эксплуатации месторождений нефти с высоким содержанием парафина и асфальто-смолистых веществ наблюдается снижение проницаемости ПЗП из-за выпадения из нефти перечисленных веществ и закупорки ими пор породы.

В водонагнетательных скважинах закачиваемая «холодная» вода вызывает охлаждение пород призабойной зоны и, таким образом, способствует интенсивному выпадению тяжелых компонентов нефти. В результате этого проницаемость пласта также снижается.

Все эти причины приводят к снижению дебита добывающих скважин и приемистости нагнетательных скважин. Чтобы восстановить производительность скважин, проводят тепловые обработки ПЗП для расплавления отложений парафина и асфальто-смолистых веществ и последующего их удаления вместе с нефтью на поверхность (в добывающих скважинах) или продавливания в глубь пласта (в нагнетательных скважинах).

На промыслах применяют следующие виды тепловых обработок призабойной зоны пластов: горячей нефтью, паром (паротепловая); электронагревателями (электротепловая); термоакустическое воздействие; высокочастотное электромагнитоакустическое воздействие.

Планирование тепловых обработок проводится по следующим исходным данным: глубина залегания пласта; тип коллектора; толщина пласта; пластовые температуры и давление; пористость и проницаемость пласта; вязкость нефти в пластовых условиях; содержание парафина и асфальто-смолистых веществ и их температуры выпадения и плавления; дебит жидкости и доля воды в продукции скважины; внутренний диаметр эксплуатационной колонны. Часть перечисленных данных является постоянной для данной скважины или месторождения, другая часть — изменяющейся во времени. Поэтому для оценки текущего состояния скважины ее исследуют и устанавливают причины снижения проницаемости пласта (или производительности), определяют радиус и степень ухудшения проницаемости зоны вокруг скважины. По результатам исследований и с учетом опыта проведения обработок на данном месторождении выбирают конкретный вид тепловой обработки и ее параметры: продолжительность и температуру прогрева, расход тепла, глубину установки нагревателя и т. д.

ОБРАБОТКА ПЗП ГОРЯЧЕЙ НЕФТЬЮ

Благодаря простоте технологии и применяемого оборудования тепловые обработки широко применяются на промыслах. В качестве теплоносителя используют нагретую сырую нефть, конденсат (газолин), керосин и дизельное топливо.

Практикой установлено, что для прогрева ПЗП требуется 15—30 $м^3$ теплоносителя, нагретого до 90—95° С в паропередвижных установках или электронагревателях. Отсюда ясно, что в высокотемпературных скважинах обработка горячей нефтью не может быть применена.

Для закачивания теплоносителя в скважину используют обычные цементировочные агрегаты.

Технология обработки горячей нефтью. ПЗП может прогреваться при циркуляции теплоносителя и продавливания его в пласт. В первом случае теплоноситель закачивают через затрубное пространство. При этом растворяется часть парафина на стенках эксплуатационной колонны и парафин-асфальто-смолистые вещества в призабойной зоне и они вытесняются до приема насоса. Этот способ прост, так как не требует остановки скважины. Однако прокачивание теплоносителя через затрубное пространство сопровождается большим расходом тепла на нагрев эксплуатационной колонны и не оказывает достаточного теплового воздействия на призабойную зону.

При втором способе из скважины извлекают подземное оборудование, спускают НКТ (иногда с пакером) и по ним продавливают в пласт теплоноситель. Затем в скважину спускают глубинный насос и расплавленные отложения выносятся на поверхность вместе с нефтью при откачке жидкости. Недостатки этого способа — необходимость остановки скважины и привлечение к работе бригады подземного ремонта. Однако эффективность этого способа выше, чем первого.

На промыслах применяют также комбинированный способ обработки. Вначале очищают НКТ путем закачивания теплоносителя в затрубное пространство при работающей скважине. Затем извлекают насосные штанги с конусом насоса и через НКТ в скважину закачивают 10—12 $м^3$ теплоносителя с добавкой 80—100 кг ПАВ. После 6—7 ч выдержки спускают насосные штанги с конусом и скважину пускают в эксплуатацию. Такая обработка наиболее эффективная среди трех рассмотренных способов.

Конечная технологическая эффективность обработки ПЗП горячей нефтью определяется степенью увеличения дебита нефти в добывающих скважинах.

ОБРАБОТКА ПЗП ПАРОМ

Обработка ПЗП паром заключается в периодическом нагнетании в пласт насыщенного сухого пара. Поэтому этот вид обработки еще называют циклической паротепловой обработкой. Ее рекомендуют применять в следующих условиях: глубина залегания продуктивного пласта до 1500 м; вязкость нефти более 50 мПа·с в пластовых условиях; маловязкая нефть, но с содержанием парафина и асфальто-смолистых веществ более 4%; степень снижения нефтепроницаемости призабойной зоны не менее 1,5 относительно удаленной зоны пласта; радиус зоны отложений перечисленных веществ в пласте не менее 1 м.

При выборе скважин для проведения циклической паротепловой обработки необходимо учитывать следующее: толщина и пористость пласта соответственно не менее 5 м и 5%; величина пластового давления в 1,5—1,7 раза ниже рабочего давления парогенераторной установки; обводнен-

ность добываемой продукции не более 60%; содержание механических примесей в продукции не более 5% (по массе); коллектор прочный, с малым количеством глинистых пропластков; герметичная эксплуатационная колонна при давлениях нагнетания пара; герметичное цементное кольцо за колонной.

Техника и оборудование при паротепловой обработке

При паротепловой обработке используются специальные техника и оборудование: парогенераторные установки (табл. 29) отечественная ППГУ-4/120М с максимальными производительностью пара 4 т/ч и рабочим давлением 12 МПа; заграничные «Такума» и KSK; устьевая арматура АП60-150, лубрикатор ЛП50-150, головка колонная ГКС; термостойкие пакеры 1ПТГМ-148-120-325 и 1ПТГМ-168-120-325; скважинные компенсаторы УТО-2000 и УТО-3500 (термостойкое телескопическое устройство).

Таблица 29

Технические характеристики парогенераторных установок

Характеристика	ППГУ-4/120М	Такума	KSK
Теплопроизводительность по отпускаемому пару, кВт/ч	2,32	5,45	5,5
Давление на выходе из парогенератора, МПа:			
максимальное	13,2	11,6	13,2
рабочее	6—12	10,5	4,5—12
Давление пара на выходе из установки, МПа	0—12	0—10,5	0—12
Степень сухости пара, %	80	80	85
Расход пара на скважину, кг/с	0,55—1,11	1,25—2,5	0,75—2,5
Топливо:			
основное	Нефть, газ	Нефть	Нефть, дизельное топливо
вспомогательное	Дизельное топливо		
пусковое	Баллонный газ		
Расход основного топлива, кг/с	0,09	0,186	0,192
Установленная электрическая мощность, кВт	75	200	160
Вместимость основного топливного бака, л	1000	—	—
Вместимость бака воды, л:			
сырой	5000	—	—
химически очищенной	5000	—	—
Метод деаэрации	Термический	Термический, химический	—
Масса установки, кг	39700	52000	57000
Масса блока парогенератора, кг	29500	44000	45000
Габариты, мм:			
парогенератора	12080×3850×3200	14200×3300×2200	12950×3900×3800
водоподготовки	6250×3850×3200	3000×2850×2600	4000×3800×3700

Парогенераторная установка предназначена для выработки пара. Котлоагрегаты установок могут работать на природном газе или жидком топливе. Для предупреждения образования накипи на поверхности нагрева сырую воду перед подачей в котел осветляют и обессоливают в специальных фильтрах.

Устьевая арматура служит для обвязки устья скважины с паропроводом и установки на нем лубрикатора. Она позволяет производить паротепловую обработку пласта при высоких температурах.

Из-за высокой температуры нагнетаемого в пласт пара (до 300° С и более) происходит удлинение обсадных и насосно-компрессорных труб. А это может привести к разрушению цементного кольца и нарушению герметичности всей устьевой арматуры. Головка колонная дает возможность эксплуатационнной колонне перемещаться относительно промежуточной колонны или кондуктора и герметизирует межколонное пространство при помощи двойного асбестового сальника. Первичная набивка сверху поджимается грундбуксой, а вторичная — сбоку запорными винтами.

Благодаря двойному сальнику можно заменять основную первичную набивку без разборки головки.

Свободное перемещение колонны НКТ при их температурном удлинении обеспечивается применением устьевого сальника, состоящего из корпуса, набора прорезиненных асбестовых манжет и специальной, обработанной по наружному диаметру, трубы.

Лубрикатор позволяет замерять температуру и давление в НКТ и у устья скважины термометром и манометром, закрепленными на конце проволоки, перекинутой через катушку и соединенной с лебедкой. Температура и давление в затрубном пространстве замеряют с помощью приборов, установленных на буфере.

Устьевую арматуру соединяют с парогенераторной установкой трубопроводами высокого давления. При этом, для компенсации температурных удлинений эксплуатационной колонны, НКТ и подводящего трубопровода применяют шарнирные устройства (рис. 24).

Термостойкие пакеры предназначены для разобщения затруб-

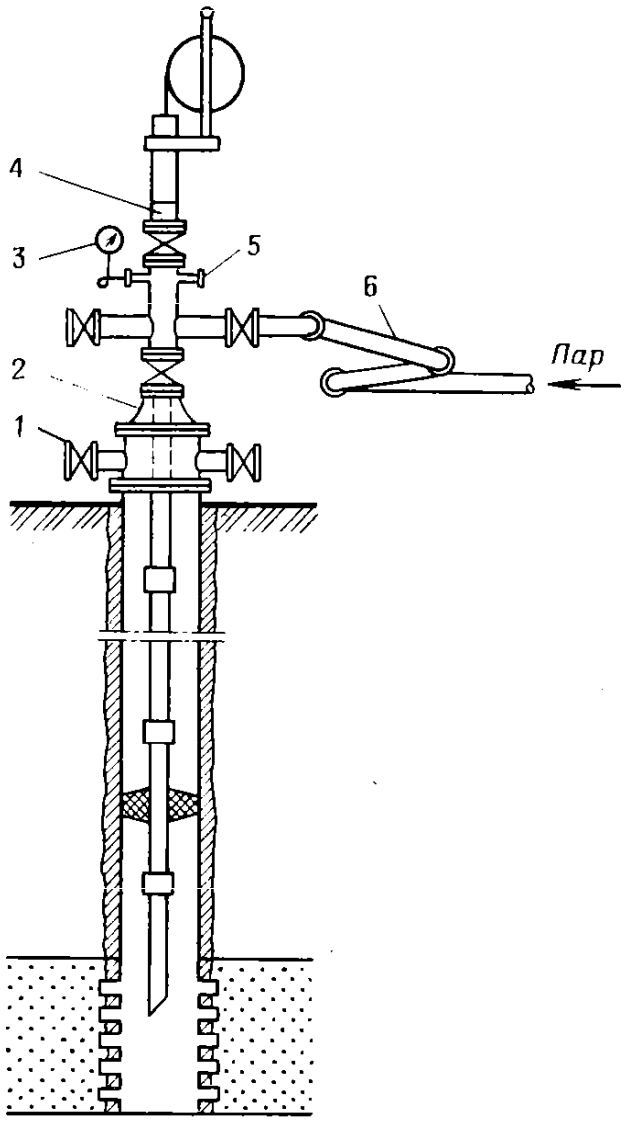


Рис. 24. Схема обвязки устья скважины при паротепловой обработке:
1 — колонная головка; 2 — устьевая арматура; 3 — манометр; 4 — лубрикатор; 5 — карман для термопары или термометра; 6 — шарнирный компенсатор

ного пространства в скважине от закачиваемого в пласт пара.

Скважинный компенсатор служит для компенсации температурного удлинения колонны НКТ при закачивании в пласт пара без установки на забое пакера или с применением пакера без телескопического устройства. Компенсатор состоит из двух труб, телескопически входящих друг в друга.

На промыслах применяется также установка ППУА-1200/100 с максимальным давлением 10 МПа и производительностью до 1 т/ч и температурой пара 310° С. На этой установке применяется дизельное топливо; максимальный расход топлива 83,2 кг/ч; ресурс работы по запасу воды на максимальной производительности 3,5 ч.

Арматура устья АП60-150

Давление пара, МПа	15
Температура пара, °С	320
Диаметр условного прохода, мм	60
Допустимая величина компенсации температурных удлинений колонны, НКТ, мм	500
Масса, кг	1000

Лубрикатор ЛП50-150

Давление пара, МПа	15
Температура пара, °С	320
Диаметр условного прохода, мм	50
Высота, мм	3045
Длина прибора в лубрикаторе, мм	2400
Диаметр проволоки для спуска прибора, мм	1,8
Масса, кг	62,8

Головки колонные ГКС

	ГКС40-146×219 (194×245×273)	ГКС40-168×273
Давление пара, МПа	15	15
Температура в заколонном пространстве, °С	150	150
Диаметры обвязываемых колонн (по ГОСТ 632—64) головками, мм	146×219 146×194 146×245 146×273	168×273
Размеры, мм:		
высота	1130	905
ширина	650	610
Масса, кг	482	541

Термостойкие телескопические устройства

	УТО-2000	УТО-3500
Величина компенсации удлинений колонны труб, м	2000	3500
Диаметр проходного отверстия, мм	40	40
Максимальная температура, °С	325	325
Размеры, мм		
диаметр	118	118
длина	2720	4270
Масса, кг	58	86

Термостойкие пакеры

	1ПТГМ-148-120-325	1ПТГМ-168-120-325
Диаметр эксплуатационной колонны, мм	146	168
Давление, МПа:		
рабочее	12	12
для посадки	20	20
Рабочая температура, °С	325	325
Диаметр, мм:		
наружный	118	138
проходного канала	49	59
присоединительной резьбы	60	73
Длина, мм	2130	2370
Масса, кг	73	98

Технология проведения паротепловой обработки

Основными параметрами технологии паротепловой обработки являются темп и продолжительность нагнетания пара, время выдержки скважины после нагнетания пара.

Применяют максимально возможный темп нагнетания пара в зависимости от производительности парогенераторной установки и приемистости скважины. В этом случае происходит наименьшая потеря тепла в кровлю и подошву пласта. Однако закачивание пара рекомендуют начинать при малых расходах, а затем — постепенно его увеличивать. Это делается для предотвращения нарушения цементного кольца за эксплуатационной колонной из-за неравномерного нагревания колонны и цемента. Средний темп нагнетания пара составляет 2—5 т/ч.

Продолжительность обработки определяют исходя из заданных темпа нагнетания пара и радиуса прогретой зоны.

Время выдержки скважины или время, в течение которого пар конденсируется, определяют исходя из плотности пара, пористости пласта, радиуса прогретой зоны, плотности и коэффициента теплопроводности коллектора, температур насыщенного пара и его конденсации.

Пар в скважину нагнетают через НКТ с пакером, спущенные до верхних отверстий перфорации пласта. На конце колонны НКТ устанавливается нагнетательное сопло.

Степень сухости нагнетаемого пара должна быть не менее 0,8: рекомендуемые продолжительность нагнетания пара не превышает 15 сут, его расход не менее 100 т на 1 м эффективной толщины пласта (суммарной толщины всех прослоев пород-коллекторов в пределах пласта или горизонта, эксплуатационного объекта).

Во время циклической паротепловой обработки ежедневно проверяют и записывают величины расхода пара, давления и температуры на устье скважины.

После завершения процесса закачивания пара в пласт скважину закрывают на время, определенное расчетным путем (время выдержки). Это время равно времени конденсации пара, устанавливаемого по стабилиза-

ции величины давления на устье скважины и обычно длится 2—3 сут. Цель выдержки — обеспечить передачу тепла в глубь пласта.

Процесс паротепловой обработки заканчивается подъемом НКТ, спуском забойного насосного оборудования и вводом скважины в эксплуатацию. Рекомендуемая продолжительность работ по вводу скважины в работу не более 2—3 сут. Контроль в процессе эксплуатации скважины после паротепловой обработки заключается в измерениях температуры, дебита и содержания воды в добываемой продукции не реже 1 раза в неделю и их регистарции.

Изменение дебита скважины после паротепловой обработки определяют по следующей формуле:

$$\frac{Q(\tau)}{Q_0} = \frac{\frac{K}{K_a} \cdot \ln r_a/r_c + \ln R_к/r_a}{\frac{\mu_н}{\mu_0} \cdot \frac{K}{K_a} \cdot \ln r_a/r_н(\tau) + \ln R_к/r_a + \frac{K}{K_a} \ln r_a/r_н}, \qquad (5.1)$$

где Q_0 и $Q(\tau)$ — дебиты скважины соответственно до и после обработки, м^3/сут; μ_0, $\mu_н$ — вязкость нефти соответственно до и после обработки, мПа/с; K_a, K — проницаемость соответственно ухудшенной и удаленной зон пласта; $R_к$, r_c, r_a, $r_н$ — радиус соответственно контура питания, скважины, ухудшенной и прогретой зон, м; $r_н(\tau)$ — изменение радиуса прогретой зоны после обработки, м.

После паротепловой обработки дебиты скважин увеличиваются в 2—3 раза.

Далее расчетным путем определяют продолжительность работы скважины с увеличенным дебитом до момента снижения температуры до ее пластовой величины. Обычно технологический эффект от паротепловой обработки длится 2—3 месяца.

По данным проведенных экспериментов известно, что с увеличением отбора жидкости из пласта продолжительность существования прогретой зоны уменьшается. Однако коэффициент использования тепла увеличивается вследствие уменьшения потерь тепла в породах пласта.

С увеличением температуры нагнетаемого пара эффективность обработок повышается. При температуре 125-200° С за 2-3 цикла паротепловых обработок можно достичь максимальной эффективности. В последующем эффективность обработок снижается. В то же время на промыслах число эффективных обработок в одной и той же скважине доходит до 8-10 и более, что объясняется недостаточным охватом пласта воздействием горячего пара при первых обработках и притоком жидкости из более удаленной части пласта. Поэтому при планировании паротепловых обработок необходимо оценивать остаточную нефтенасыщенность пласта в зоне воздействия горячего пара.

Основные преимущества циклической паротепловой обработки заключаются в следующем: высокие дебиты нефти после обработки; меньшие потери тепла по стволу скважины, в кровлю и подошву пласта; меньшая степень нагрева стенок эксплуатационной колонны (при нагнетании пара через НКТ).

Недостатками циклической паротепловой обработки являются: перио

дичность, что связано с остановкой скважины; снижение дебита при последующих обработках; трудности контроля за изменением температуры на забое скважины; большие затраты времени на спускоподъемные операции; необходимость специального оборудования.

Для обеспечения добычи высоковязких тяжелых нефтей иногда применяют циркуляционную обработку пласта, заключающуюся в нагнетании пара по затрубному пространству между эксплуатационной колонной и НКТ. При этом в скважине устанавливается специальный пакер, позволяющий пропускать через себя нагнетаемый в затрубное пространство пар. Пласт прогревается сверху вниз. Нефть и конденсат откачиваются глубинным насосом на поверхность по НКТ.

Циркуляционным способом рекомендуют обрабатывать относительно однородные пласты большой толщины, имеющие высокую проницаемость в вертикальном направлении. Основным преимуществом этого способа обработки является отсутствие необходимости в остановке скважины.

Недостатки циркуляционной обработки пластов следующие: большие потери тепла по стволу скважины; высокая температура стенок эксплуатационной колонны, что требует принятия мер по защите ее от деформаций; ограниченность зоны прогрева пласта; необходимость создания специальных пакеров и глубинных насосов для работы в условиях высоких температур (180° С и более).

ОБРАБОТКА ПЗП ЭЛЕКТРОНАГРЕВАТЕЛЯМИ

Тепловую обработку ПЗП электронагревателями осуществляют путем циклического, стационарного электропрогрева и термоакустического воздействия.

Циклический электропрогрев

Циклический электропрогрев заключается в периодическом прогреве ПЗП от глубинного электронагревателя, устанавливаемого против интервала перфорации. Этот вид обработки рекомендуют применять в следующих условиях: глубина залегания продуктивного пласта не более 1500 м; нефть с суммарным содержанием парафина, смол и асфальтенов не менее 3% и вязкостью до 10 мПа·с; степень снижения проницаемости призабойной зоны относительно удаленной зоны не менее 1,5; толщина и пористость пласта соответственно не менее 3 м и 5%; обводненность продукции не более 50%; величина пластового давления до 15 МПа.

Техника и оборудование при циклическом электропрогреве

Циклический электропрогрев производят с помощью установки IVЭС-1500, состоящей из наземного и глубинного (скважинного) оборудования со следующими техническими характеристиками.

Шасси автомобиля	ЗИЛ-131
Максимальная глубина спуска электронагревателя, м	1500

Максимальный наружный диаметр электронагревателя, мм	112
Максимальная температура прогрева призабойной зоны пласта, ° С	180
Длина электронагревателя, мм	3700
Максимальная мощность электронагревателя, кВт	25
Масса электронагревателя, кг	60
Тяговое усилие лебедки каротажного подъемника, кН	15
Скорость подъема кабеля по среднему диаметру барабана, м/с	0,0277—2,22
Тип трубчатых электронагревателей	НПСЖ-19/24
Тип силового трансформатора	ТМП-100/844-13V1
Число электронагревателей и станций управления в установке	5
Число ТЭНов в ЗИПе	10
Масса установки (снаряженной), кг	14000

Наземное электрооборудование (трансформатор и блок управления) смонтировано на одноосном прицепе-шасси ТАП3-155 и служит для питания электронагревателя от промысловой сети и управления процессом прогрева ПЗП.

Трансформатор — силовой, трехфазный, масляный, мощностью 100 кВт.

К наземному оборудованию относится также переоборудованный каротажный подъемник ПК-2, ручной телескопический устьевой подъемник и вспомогательные приспособления (устьевой зажим, комплект элеваторов со штропами, транспортировочные барабаны и т. д.).

Каротажный подъемник ПК-2 предназначен для перемотки кабеля при спуско-подъемных операциях с нагревателем. В кузове ПК-2 установлены специальные кронштейны для укладки электронагревателя, устьевого подъемника и его опоры.

Устьевой подъемник служит для спуска в скважину многосекционного электронагревателя. Он состоит из основания, двухсекционной телескопической мачты с ручной лебедкой и блок-баланса. Основание болтами крепится на колонном фланце, а в стакане основания устанавливается мачта. Ее грузоподъемность 1,47 кН, а высота колонного фланца до траверсы 5 м. Секции мачты выдвигаются ручной планетарной лебедкой. После монтажа электронагревателя мачту убирают, а на основание устанавливают блок-баланс. Замер глубины установки электронагревателя производится датчиком, прикрепленным на блок-балансе. Комплекты элеваторов используют для монтажа и демонтажа составных частей электронагревателя.

К глубинному оборудованию относится кабель-трос КГГН-10 и секционный электронагреватель. Кабель предназначен для питания током, спуска в скважину и удержания на запланированной глубине электронагревателя.

Кабель состоит из трех медных жил сечением по 4 мм^2 и трех сигнальных жил с сечением по 0,5—0,6 мм^2. Сигнальные жилы предназначены для передачи сигналов от термосопротивлений в электронагревателе на контрольно-измерительную аппаратуру.

Наружный диаметр кабеля 17,8 мм, масса 1100 кг/км, сопротивление изоляции при температуре 20° С составляет 100 МОм/км.

Глубинный секционный тепловой электронагреватель с напряжением

питания 380 В (ТЭН) служит для нагрева ПЗП; позволяет регулировать забойную температуру в пределах 100—185° С.

Электронагреватель с кабелем соединяется через удлинитель, что предотвращает кабель от воздействия высокой температуры.

Тепловой электронагреватель состоит из четырех основных частей: головки, полости клемм, трубчатых электронагревательных элементов, перфорированного кожуха.

В головке электронагревателя находится устройство для крепления бронированного кабеля. Головка соединяется болтами с гидравлическим фланцем, в котором расположены сальники для уплотнения токоподводящих жил. Под фланцем находится полость клемм, в которой токоподводящие жилы кабеля соединяются с контактными стержнями электронагревательных элементов.

Нагреватель состоит из трех *U*-образных трубчатых нагревательных элементов. Каждый элемент представляет собой стальную трубку диаметром 17 мм. Внутри каждой трубки запрессована спираль из нихромовой проволоки. Электрическим изоляционным материалом между спиралью и стенками металлической трубки является кварцевый песок или плавленная окись магния. Во внутренней полости электронагревателя около нагревательных элементов размещены два термореле для автоматического поддержания забойной температуры в заданных пределах.

Наружный перфорированный кожух предохраняет электронагреватель от повреждений. В нижней части кожуха приварена муфта, в которую ввинчивается карман для термометра.

Электронагреватель используют для работы в скважинах с эксплуатационной колонной диаметром 146 мм и более. Основным недостатком стандартного электронагревателя, выявленным в результате его широкого применения на промыслах, является слабое уплотнение между кабелем, головкой и токоподводящими проводами. По этой причине жидкость попадает в головку и накоротко замыкает проводники.

Для увеличения надежности в работе в отдельных нефтяных районах конструкция головки электронагревателя изменена. Например, в одной из конструкций бронированный кабель пропускают через основную грундбуксу; бронированную оплетку кабеля заправляют в разделочную гайку; с обеих сторон гайки ставятся прокладки и затягиваются грундбуксой в корпусе. Это предотвращает попадание жидкости в головку и в пространство между оплеткой и токоподводящими проводниками. Дополнительная герметизация достигается установкой сальника, зажимаемого вспомогательной грундбуксой, ниже разделочной гайки.

В другой конструкции герметичность в полости клемм (клеммовой головке) достигается применением фторпластовых сальников, уплотняющихся нажимной гайкой. Стальная оплетка кабеля заделывается в корпус специальной подвески, что обеспечивает надежное крепление кабеля к электронагревателю. В нижней части клеммовой головки ставятся уплотнительные кольца, зажимаемые сверху гайкой.

Известен электронагреватель конструкции Азнипинефти, состоящий из трех ТЭН-10, закрепляемых к верхней и нижней головкам с помощью уплотнительных гаек и сальников. Нижние концы ТЭН соединяются между со-

бой и к нижней головке привинчивается колпак, заполненный жидкой эпоксидной смолой. После присоединения кабеля к ТЭН на верхнюю головку навинчивают втулку. В результате этого образуется камера, которая также заполняется эпоксидной смолой. Применение эпоксидной смолы в верхних и нижних соединительных узлах полностью предотвращает попадание жидкости при разных температуре и давлении на забое скважины. Место ввода кабеля в камеру подключения фаз герметизируется сальниковым устройством, состоящим из гильзы, сальника, грундбуксы и зажимного патрубка. В муфте над зажимным патрубком устанавливается карман для максимального термометра. На ТЭН надеваются решетки, предотвращающие соприкосновение их между собой и корпусом.

Максимальный наружный диаметр этого электронагревателя равен 76 мм. Поэтому его используют в скважинах с эксплуатационной колонной диаметром 102 мм. Длина ТЭН составляет 6 м. Благодаря большой мощности нагревателя (30 кВт) сокращается время прогрева.

Имеется также проточный электронагреватель конструкции Татнипинефти, в котором герметичность кабельного ввода достигается при любом забойном давлении.

Электронагреватель состоит из полого корпуса, на котором смонтированы электронагревательные элементы, гидравлическое устройство и масляная головка с кабельным вводом. Гидравлическое устройство состоит из подпружиненного поршня, помещенного в специальном корпусе с отверстием в верхней части. Нижняя часть корпуса заполнена трансформаторным маслом и сообщена каналом с масляной головкой; в этой же части корпуса имеется обратный клапан для заполнения масляной ванны.

Перед спуском электронагревателя в скважину масляная ванна гидравлического устройства заполняется трансформаторным маслом. Под действием давления масла поршень отжимается вверх (в сторону отверстия). В процессе спуска электронагревателя в скважину жидкость через отверстие поступает в надпоршневую область. Под действием давления скважинной жидкости на поршень трансформаторное масло вытесняется через соединительный канал в масляную головку. Благодаря этому в масляной головке создается избыточное давление трансформаторного масла, предотвращающее попадание в нее скважинной жидкости через кабельный ввод. Мощность электронагревателя 10 кВт.

Технология проведения циклического электропрогрева

Основными технологическими параметрами циклического электропрогрева являются скважинная температура и продолжительность обработки. Их устанавливают исходя из задаваемых радиуса прогретой зоны и минимальной мощности электронагревателя, требуемой для обработки.

Последовательность расчета основных технологических показателей следующая.

1. По заданному радиусу прогретой зоны $r_п$, начальной пластовой температуре T_0, планируемой температуре в процессе обработки T_c и температуре плавления парафина и асфальто-смолистых веществ определяют безразмерную температуру θ:

$$\theta = (T - T_0) / (T_c - T_0). \quad (5.2)$$

Затем по графику зависимости температуры в различных точках пласта от времени (для песчаников или карбонатных пород-коллекторов) находят продолжительность обработки t в сутках.

2. По величине перепада температуры ΔT между T_c и T_0 по графику находят величину минимальной мощности электронагревателя.

3. Для обеспечения минимальной мощности электронагревателя с учетом потерь в кабеле заданной длины по графику определяют напряжение U на вторичной обмотке трансформатора.

4. Для поддержания температуры T_c на запланированном уровне осуществляют настройку термореле в корпусе электронагревателя. Для этого по известной величине минимальной мощности электронагревателя по графику находят температурный перепад ΔT_1 между T_c и корпусом электронагревателя. Затем определяют температуру настройки терморегуляторов по формуле:

$$T_р = T_c + \Delta T_1. \quad (5.3)$$

5. Определяют положение радиуса прогретой зоны $r'_н$ на момент пуска скважины в эксплуатацию после обработки. Для этого оценивают время τ, необходимое на подъем электронагревателя из скважины и спуск насосного оборудования в скважину. Затем определяют безразмерное время F_0 по формуле

$$F_0 = a\tau / r_н^2, \quad (5.4)$$

где a — температуропроводность пород пласта, м^2/ч; $r_н$ — радиус прогретой зоны, м.

По графику зависимости безразмерной температуры $(1-Q)$ от F_0 для различных точек пласта после обработки определяют величину $r'_н$.

6. Рассчитывают изменение дебита скважины после обработки по формуле 5.1. Величину $r_н(\tau')$ определяют по следующей формуле:

$$r_н(\tau') = (r'_н - r_c) - m\left(\frac{\tau'}{365}\right)^n, \quad (5.5)$$

где τ' — время работы скважины после обработки, сут; m, n — эмпирические коэффициенты, определяемые по результатам пробных испытаний (обычно m равно 0,4—0,6; n равно 0,2—0,65).

В табл. 30 приведены расчетные величины технологических показателей циклического электропрогрева для следующих условий скважины: глубина залегания пласта 1200 м; температуропроводность песчаника a 0,0018 м^2/ч; толщина пласта 5 м; пластовая температура T_0 40° С; содержание парафина 4%; температура плавления парафина или текущая температура T 60° С; дебит скважины 5 м^3/сут; радиус контура питания $R_к$ 75 м; радиус скважины r_c 0,075 м; радиус парафинизации $r_а = 0{,}5$ м (радиус зоны прогрева $r_н$ 0,5 м); m 0,48; n 0,59; соотношение проницаемостей удаленной зоны пласта и зоны парафинизации K/K_0 равно 6; при обработке в скважине достигается температура T_c 140° С; длина используемого

Таблица 30

Расчетные величины технологических показателей циклического электропрогрева

t, сут	N_{max}, кВт	V, В	$r'_{н}$, м	$Q(\tau')$, м³/сут при τ', сут					
				0	20	40	60	80	100
4	15	600	0,4	10	8	7	6,2	5,5	5,0
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...

кабеля 1300 м; время на подъем электронагревателя из скважины и спуск в нее насосного оборудования τ 20 ч.

Глубинный электронагреватель спускают в скважину на кабелетросе и устанавливают против интервала перфорации пласта. Обычно прогрев продолжается в течение 3—7 сут.

Если пласт имеет большую толщину, производят поинтервальный прогрев для достижения запланированной максимальной температуры в каждом обрабатываемом интервале. В процессе прогрева систематически контролируют силу и напряжение тока, расход электроэнергии, температуры на забое скважины и столба жидкости в НКТ. Минимальную температуру прогрева ПЗП определяют исходя из температуры плавления парафиновых и асфальто-смолистых отложений и свойств нефти. Для многих месторождений эта температура равна 45—50° С. Максимальная температура прогрева ограничивается допустимым пределом нагрева обсадной колонны и цементного кольца, а также требованием исключения образования кокса.

После окончания прогрева рекомендуют скважину быстро ввести в эксплуатацию, так как происходит интенсивное снижение температуры на забое (на 3—8 град/ч) и уменьшение размера прогретой зоны. Например, за время подъема электронагревателя из скважины и спуска в нее насосного оборудования, равное 20 ч, радиус прогретой зоны уменьшается на 10 см ($r'_{н}$ в табл. 30). Рекомендуемая продолжительность работ по пуску скважины в эксплуатацию после окончания прогрева призабойной зоны пласта составляет 5—7 ч. Этим и объясняется применение циклического электропрогрева в скважинах глубиной до 1500 м. Основной недостаток циклической электротепловой обработки заключается в периодическом увеличении нефтепроницаемости пород. Поэтому на месторождениях с высоковязкими нефтями ее применение нецелесообразно.

Во время эксплуатации скважины после обработки производят замер давления и температуры жидкости на устье, замер дебита, определяют содержание механических примесей и количество воды в добываемой продукции, ее плотность и вязкость.

По данным замеров дебитов нефти после обработки рассчитывают средний дебит за эффективный период работы скважины и его сравнивают со средним дебитом до электропрогрева. Это позволяет оценить технологическую эффективность проведенной электротепловой обработки.

Для повышения эффективности циклического электропрогрева рекомендуют предварительное закачивание в призабойную зону растворителя. Парафиновые и асфальто-смолистые отложения расплавляются под действием высокой температуры, а также растворяются. Поэтому они не выпадают в порах пласта даже после снижения температуры до первоначальной пластовой.

Стационарный электропрогрев

Сущность стационарного электропрогрева заключается в постоянном прогреве ПЗП глубинным электронагревателем в процессе эксплуатации скважины.

Стационарный электропрогрев рекомендуют применять на месторождениях нефти с повышенной вязкостью (свыше 50 мПа·с), с суммарным содержанием парафиновых и асфальто-смолистых веществ не менее 3% и глубиной залегания пластов не более 2500 м. Остальные условия применения стационарного электропрогрева аналогичны условиям циклической электротепловой обработки.

При стационарном электропрогреве рекомендуют использовать серийное оборудование: станцию управления, трансформатор, кабель КПБК от УЭЦН и электронагреватели различных конструкций.

Технология проведения стационарного электропрогрева. Основной технологический параметр стационарного электропрогрева — мощность глубинного нагревателя, определяемая по формуле

$$N = \frac{\Delta T \cdot Q_{ср} \cdot C_ж}{3600} \cdot \left(\frac{r_п}{r_с}\right)^{\frac{Q_{ср} \cdot C_ж}{2\pi h \cdot \lambda_п}}, \qquad (5.6)$$

где N — мощность электронагревателя, кВт; ΔT — избыточная (по сравнению с пластовой) требуемая стационарная температура в заданной точке пласта, °С; $Q_{ср}$ — средний дебет жидкости после стационарного прогрева, м^3/сут; h — толщина пласта, м; $\lambda_п$ — эффективная теплопроводность пласта, Вт/м·° С; $C_ж$ — объемная теплоемкость жидкости, кДж/м^3·°С; $r_п$ — радиус задаваемой прогретой зоны, м.

Прогрев призабойной зоны пласта рекомендуют производить по следующим технологическим схемам:

одновременное и непрерывное действие нагревателя и глубинного насоса;

одновременное периодическое действие нагревателя и глубинного насоса;

попеременное периодическое действие нагревателя и глубинного насоса, т. е. при периодическом включении нагревателя глубинный насос останавливают и наоборот — во время периодической работы глубинного насоса нагреватель отключают;

периодическое действие нагревателя или глубинного насоса при непрерывной работе одного из них.

Выбор технологической схемы обработки зависит от конкретных условий эксплуатации месторождений и отдельных скважин.

Компоновку электронагревателя и насоса рекомендуют производить так, чтобы вся толщина продуктивного пласта омывалась горячей нефтью. Например, самой эффективной компоновкой считают установку электронагревателя в нижней части пласта, а приема насоса — в верхней.

В скважину электронагреватель спускают одновременно со спуском глубинного насоса. Например, поднасосный электронагреватель прикрепляется к НКТ с помощью специального приспособления (разрезного патрубка). Кабель электронагревателя, по мере спуска НКТ в скважину, присоединяется к трубам специальными зажимами. Электронагреватель извлекают из скважины одновременно с глубинным насосом.

Практикой установлено, что наибольший прогрев скважинной жидкости происходит в зоне расположения нагревателя. В этом заключается преимущество глубинных нагревателей перед наземными нагревательными устройствами, приводящими к достижению максимальной температуры на устье скважины (например, паротепловая обработка).

При стационарной электротепловой обработке призабойной зоны пласта в процессе непрерывной эксплуатации скважины тепловой поток, направленный от нагревателя в глубь пласта, встречает постоянное охлаждающее действие поступающей из пласта в скважину жидкости. Поэтому по мере удаления теплового потока в глубь пласта его температура резко уменьшается.

Поскольку часть создаваемой на забое теплоты уносится потоком жидкости, максимальная мощность электронагревателей при стационарном электропрогреве значительно выше, чем при циклической электротепловой обработке.

Средний дебит жидкости после стационарного электропрогрева $Q_{ср}$ предлагают определять по следующей формуле:

$$Q_{ср} = \frac{\left(\frac{K}{K_а}\cdot \ln\frac{r_а}{r_с} + \ln\frac{R_к}{r_а}\right)\cdot Q_о}{\frac{\mu_н}{\mu_о}\cdot \ln\frac{r_н}{r_с} + \frac{K}{K_а}\ \ln\frac{r_а}{r_н} + \ln\frac{R_к}{r_а}}. \qquad (5.7)$$

Например, для условий $r_с$ 0,073 м; $Q_о$ 2,5 м^3/сут; $r_н$ 0,6 м; ΔT 40° С; R 10 м; $R_к$ 50 м; $\lambda_п$ 1,74 Вт/м·°С; $C_ж$ 2200 кДж/м^3·° С; $K/K_а$ равно 3; $\mu_н/\mu_о$ равно 0,1 расчетное значение среднего дебита жидкости после обработки $Q_{ср}$ равно 5,8 м^3/сут, а мощность глубинного электронагревателя должна быть равна примерно 82 кВт.

Данными промысловых исследований установлено, что с увеличением дебита выбранных скважин увеличивается успешность и дополнительная добыча нефти после обработок. Обводненность продукции до 30% значительного влияния на эффективность электротепловой обработки не оказывает.

Термоакустическое воздействие

Сущность термоакустического воздействия заключается в том, что ПЗП пласта подвергается одновременно нагреву (создается тепловое поле) и колебательным давлениям (акустическое поле).

Лабораторные исследования показали отсутствие каких-либо изменений в запарафинированной и заглинизированной зонах после воздействия только акустического поля. После электротепловой обработки проницаемость указанных зон восстановилась соответственно на 20 и 15%. Одновременное же воздействие обоих полей привело к восстановлению проницаемости пористой среды на 40—50% от естественной.

Измерения температуры по стволу скважины в процессе термоакустического воздействия показали, что при кратковременном отключении акустического поля температура скважинной жидкости увеличивалась. Последующее включение акустического поля приводило к снижению температуры жидкости до первоначального значения, то есть достигнутого при одновременном действии теплового и акустического полей.

Полученные результаты лабораторных и промысловых исследований объясняют значительным увеличением температуропроводимости пород, ускорением и углублением зоны теплового прогрева.

Термоакустическое воздействие многократно (до 8 раз) увеличивает радиус прогретой зоны, способствует интенсивному разрушению и выносу из пласта парафина, глинистого раствора и его фильтрата, попавших в призабойную зону во время бурения и ремонта скважин, гидратов газа и солей.

Циклическое термоакустическое воздействие рекомендуют применять на месторождениях, содержащих тяжелые высоковязкие (50 мПа·с и более) парафинистые и асфальто-смолистые нефти. Радиус загрязненной зоны должен достигать 3—8 м. Толщина обрабатываемых пластов должна быть не менее 3 м; пластовое давление и температура соответственно до 25 МПа и 60° С; обводненность продукции до 60%; призабойная зона должна быть устойчивой; глубина скважины до 2500 м; расстояние до нагнетательной скважины не менее 50 м для исключения возможности прорыва воды в обрабатываемую скважину.

Аппаратура, используемая для термоакустического воздействия

В комплекс аппаратуры для термоакустического воздействия входят: наземный ультразвуковой генератор с блоком автоматической подстройки частоты в пределах от 10 до 20 кГц; кабель КПБК; секционный термоакустический излучатель. Блок-схема этого комплекса приведена на рис. 25.

Ультразвуковой генератор служит для создания упругих волн определенной частоты. Существующие генераторы создают волны частотой около 20 кГц. При прохождении волн (акустического поля) через горную

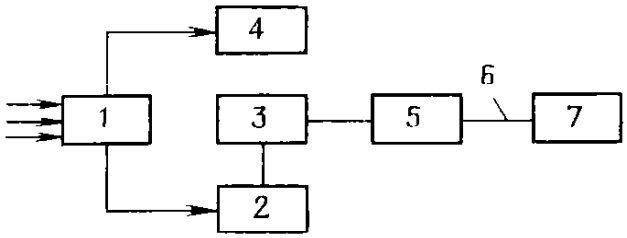


Рис. 25. Блок-схема комплекса аппаратуры термоакустического воздействия:
1 — блок управления и включения; 2 — блок выпрямления и питания; 3 — наземный генератор высокой частоты; 4 — система охлаждения (жидкостного или воздушного типов); 5 — согласующее устройство; 6 — кабель; 7 — акустический излучатель

породу часть их энергии переходит в тепло, то есть происходит тепловое воздействие на пласт. Поэтому интенсивность акустического поля непрерывно уменьшается в процессе его распространения. Такое затухание волны, связанное с переходом части энергии в тепло, называется поглощением.

Степень поглощения зависит от частоты акустического поля: низкочастотные поля имеют меньшее поглощение по сравнению с высокочастотными. Например, при распространении в горной породе высокочастотного поля с частотой 20 кГц коэффициент поглощения составляет 0,2 1/м, а низкочастотного с частотой 20 Гц — $0{,}2 \cdot 10^{-6}$ 1/м. Поэтому для создания в пласте на глубине 2000 м высокочастотных колебаний с интенсивностью 1 Вт/м^2 от наземного источника требуется интенсивность, во много раз превышающая возможность существующих на сегодня источников. При этом коэффициент передачи энергии (разница между затраченной и полезно используемой) не превышает 1—2%. Если же использовать низкочастотные колебания, то промысловые потребности могут удовлетворяться имеющимися источниками. Коэффициент передачи энергии в этом случае достигает 50%. Следовательно, для воздействия на нефтяные пласты наиболее целесообразными являются низкочастотные (вибрационные) колебания. Поэтому в настоящее время в широких масштабах разрабатывается наземная техника для возбуждения колебаний с поверхности с частотой 5—100 Гц.

Тип	тиристорный
Номинальная выходная мощность, кВт	10
Коэффициент полезного действия, %	80
Диапазон рабочих частот, кГц	10—20
Охлаждение	воздушное
Габариты, мм	1000×700×1500
Масса, кг	350

Термоакустический излучатель служит для преобразования подводимой к нему электрической энергии в акустическую.

Излучатель выполняют в виде гирлянды из пермендюровых цилиндров (пермендюр — сплав железа с кобальтом в количестве 49% и добавлением ванадия до 2%). Внешний диаметр цилиндров 74 мм, толщина их стенок 5 мм, высота каждого из них 110 мм. Число цилиндров 10. Обмотка цилиндров общая, круговая. Сердечники — витые. Излучатель рассчитан на частоту 20 кГц; максимальное акустическое давление достигает 0,02 МПа/м; электроакустический коэффициент полезного действия (кпд) достигает 40%.

Имеется также витой скважинный излучатель цилиндрической формы диаметром 48 мм. Его используют для термоакустического воздействия без подъема НКТ.

Излучатель является определяющим элементом комплекса аппаратуры, так как от его электроакустического кпд зависят характеристики генератора и блок-схемы, габариты, стоимость, мобильность и другие параметры, влияющие на экономическую эффективность применения воздействия. При применении излучателей с кпд менее 50% более половины подводимой электрической энергии превращается в тепло.

Для повышения эффективности применения всего комплекса аппаратуры излучатели должны иметь кпд более 60%, что возможно при изготовлении излучателей из современных пьезокерамических материалов.

Кабель КПБК служит для питания излучателя и состоит из медных однопроволочных или многопроволочных жил, изолированных в два слоя полиэтиленом высокой плотности и скрученных между собой.

Технология проведения термоакустического воздействия

Основными технологическими параметрами термоакустического воздействия являются продолжительность обработки, радиус прогретой зоны и температура на забое скважины.

Радиус зоны воздействия задается в зависимости от размеров зон с ухудшенной проницаемостью, определяемых исследованием скважины перед обработкой.

Продолжительность обработки определяют по графикам в зависимости от принятого радиуса воздействия, типа коллектора и насыщающей его среды, удельной тепловой мощности и акустической интенсивности излучателя.

Положение радиуса прогретой зоны ко времени пуска скважины в эксплуатацию после обработки определяют по графику зависимости $(1-\theta)$ от F_0 (см. формулы 5.2 и 5.4). При этом температуру скважинной жидкости определяют по формуле

$$T_c = T_0 + \Delta T, \tag{5.8}$$

где ΔT — избыточная скважинная температура (в °С), определяемая по графику в зависимости от радиуса зоны воздействия, удельной тепловой мощности и акустической интенсивности излучателя.

Изменение дебита скважины во времени после обработки определяют по формуле 5.1.

Например, технологические параметры термоакустического воздействия на нефтенасыщенный песчаник толщиной 5 м, температурой 20° С, пластовым давлением 9 МПа, содержание парафиносмолистых веществ 6%, залегающего на глубине 1000 м и имеющего температуропроводность 0,0018 м^2/ч, при температуре плавления парафиносмолистых веществ T 60° С и расстоянии до контура питания $R_к$ 75 м; $K/K_а$ равно 6; Q_0 равно 5 м^3/сут; удельная тепловая мощность и акустическая интенсивность излучателя соответственно равны 3 кВт/м и 40 кВт/м^2 с частотой волн 20 кГц; продолжительность обработки составит 28 ч, температура скважинной жидкости будет равна 90° С, радиус прогретой зоны и дебит скважины к моменту пуска скважины в эксплуатацию составят соответственно 3,6 м и около 50 м^3/сут. Через 60 сут дебит скважины уменьшается до своей первоначальной величины.

Процесс обработки включает в себя следующие операции. Около устья скважины устанавливают наземное термоакустическое оборудование. Излучатель спускают на колонне НКТ. Кабель по мере спуска НКТ прикрепляют к трубам. После спуска глубинной аппаратуры в интервал перфорации включают в сеть наземное термоакустическое оборудование и

начинают обработку ПЗП в соответствии с расчетными параметрами. Во время обработки периодически контролируют ее режим. По истечении расчетного времени обработки отключают наземное оборудование и скважину вводят в эксплуатацию. Темп падения температуры после отключения наземного оборудования составляет 5—8° С/ч. Поэтому после обработки скважину надо быстро вводить в эксплуатацию.

ВЫСОКОЧАСТОТНОЕ ЭЛЕКТРОМАГНИТНО-АКУСТИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ

Высокочастотное электромагнитно-акустическое воздействие основано на использовании энергии высокочастотного электромагнитного поля.

При этом способе высокочастотный нагрев осуществляется с малым градиентом температуры и поэтому зона теплового воздействия гораздо выше.

Высокочастотное электромагнитно-акустическое воздействие предназначено для обработки пластов с высоковязкими нефтями и битумами, залегающими на небольшой глубине.

В комплекс аппаратуры входят: полустационарная высокочастотная установка ЛД2-60М, акустический генератор УЗГ-2-10 с автономной системой водоснабжения, специальное устьевое оборудование, коаксиальная линия передачи электромагнитной энергии на забой, излучатель высокочастотной электромагнитной и акустической энергии, система контроля.

Линия подачи электромагнитной энергии к излучателю состоит из коаксиально расположенных обсадной колонны диаметром 300 мм и дюралюминиевой НКТ диаметром 60 мм с надетыми на нее диэлектрическими шайбами, предназначенными для центрирования НКТ и изоляции их от обсадной колонны.

Излучателем высокочастотной электромагнитной энергии служит часть НКТ длиной 5,5 м, выступающая ниже обсадной колонны. На эту часть НКТ надеваются цилиндрические излучатели из пермендюра. Внешняя поверхность излучателей имеет электрический контакт с внешней поверхностью трубы. Вся эта часть НКТ служит одновременно акустическим источником и высокочастотным электромагнитным излучателем. Электрические колебания от генератора УЗГ-2-10 к акустическому излучателю подаются по кабелю, проходящему внутри НКТ.

Полустационарный вариант электромагнитно-акустической установки представляет собой утепленный вагон на санях размером 7000×3000×2800 мм. Вагон состоит из двух секций, в одной из которых размещается установка ЛД2-60 М, в другой — акустический генератор УЗГ-2-10 и контрольно-измерительная аппаратура.

Характеристика установки ЛД2-60М

Потребляемая мощность, кВт	105
Мощность колебательная (не менее), кВт	63
Рабочая частота, кГц	$13{,}56 \cdot 10^{-[illegible]} \pm 1\%$
Кпд генератора (не менее), %	67
Габариты, мм:	
длина	1854

ширина	1744
высота	2204
Масса установки, кг	1905

Акустический генератор УЗГ-2-10 служит для преобразования низкочастотных колебаний (50 Гц) в более высокочастотные электрические колебания.

Характеристика генератора УЗГ-2-10

Мощность генератора, кВт	
выходная	10
потребляемая	19
Напряжение выходное (регулируемое), В	250—440
Частота выходная генератора (регулируемая), кГц	17,5—19,3; 20,5—23,5
Ток подмагничивания (регулируемый), А	0—30
Водяное охлаждение:	
расход воды (не менее), л/с	17
давление сети, МПа	0,15—0,20
Размеры, мм	
длина	760
ширина	800
высота	1870
Масса, кг	630

Автономная система водоснабжения предназначена для охлаждения мощных триодных ламп и анодных трансформаторов установки ЛДМ-60М и акустического генератора УЗГ-2-10.

Конструкция устройства ввода высокочастотной электромагнитно-акустической энергии в пласт через скважину обеспечивает безопасность работы обслуживающего персонала, если исправна электромеханическая блокировка высокочастотной и ультразвуковой установок и они надежно заземлены.

Высокочастотный метод обработки ПЗП имеет ряд преимуществ перед электротепловыми обработками.

Например, при нагреве забоя скважины в течение 48 ч и радиусе прогрева 300 мм избыточная температура составит: при высокочастотной обработке 50°С, а при электротепловой —25°С.

Расчетами показано, что при прогреве призабойной зоны радиусом 1,5 м на 20°С электронагревателем затраты электрической энергии меньше, чем высокочастотным способом. Однако при прогреве зоны свыше 1,5 м затраты энергии выравниваются.

При высокочастотном электромагнитно-акустическом воздействии общие затраты на обработку можно сократить за счет исключения спуско-подъемных операций.

ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

При обработке горячей нефтью оборудование (например, печь) для подогрева нефти располагают не ближе 25 м от емкости для горячей нефти. Перед розжигом печи проверяют наличие нефти в змеевике. Электрооборудование, применяемое на установке для подогрева нефти, должно быть во взрывозащищенном исполнении. Выхлопная труба трак-

тора, транспортирующего тележку (сани) для емкости с горячей нефтью, должен иметь искрогаситель. Емкость с горячей нефтью устанавливают не ближе 10 м от устья скважины с подветренной стороны.

Тепловые обработки призабойной зоны пласта производит специально подготовленная бригада. При закачивании пара предусматривается возможность управления запорными устройствами с безопасного расстояния. На паропроводе устанавливают обратный клапан. Для проведения глубинных замеров манометром, термометром применяют лубрикатор, имеющий боковой вентиль для стравливания давления. Оборудование устья тщательно закрепляют. В сальниковых устройствах применяют термостойкий материал. Для смазки резьбовых соединений используют термостойкую герметизирующую смазку. Устье скважины оборудуют устройством, компенсирующим удлинение колонны НКТ от температуры. Если для закачивания пара применяют НКТ без пакера, то компенсатор устанавливают и в скважине. При закачивании пара через НКТ с пакером, для предупреждения разрыва эксплуатационной колонны и обвязки устья, задвижку на отводе от затрубного пространства открывают.

После монтажа всего наземного оборудования паропровод и устьевая арматура опрессовываются на давление не ниже ожидаемого максимального давления нагнетания пара.

При использовании оборудования электропрогрева руководствуются общими правилами безопасности при эксплуатации электротехнических устройств в нефтяной промышленности.

Автотрансформатор, станция управления заземляются. Перед включением электрооборудования в сеть измеряется сопротивление заземления.

При обнаружении неисправностей в электрооборудовании сразу же отключают главный сетевой рубильник на распределительном щите. Неисправности устраняются только специальными электромонтерами.

После окончания электротепловой обработки отключают главный сетевой рубильник и снимают плавкие вставки на станции управления.

Около зажимов кабельного ввода и рубильников на станции управления устанавливают изолирующие подставки. Электроприборы и рубильники снабжаются соответствующими надписями. Около трансформатора и смотанного кабеля вывешиваются плакаты «Высокое напряжение».

Перед спуско-подъемными операциями электронагревателя устанавливают упоры под колеса подъемника и автомобиль ставят на тормоз.

Опасность возникновения пожара на скважине, где проводится тепловая обработка, зависит от наличия на территории скважины разлитой нефти, загазованности, трубопроводов, агрегатов, электрооборудования, работающих под высоким давлением и температурой.

Одним из основных требований противопожарной безопасности является поддержание территории скважины в чистоте, строгое соблюдение правил эксплуатации находящихся на ней оборудования и техники. Курить на территории скважины запрещается.

На скважине должен быть комплект первичных средств пожаротушения: ящики с сухим песком, лопаты, огнетушители и т. д.

ВИБРАЦИОННАЯ ОБРАБОТКА

Вибрационная обработка — воздействие на ПЗП пульсирующими давлением и скоростью движения жидкости в затрубном пространстве. Благодаря наличию жидкости в порах породы обрабатываемого пласта по нему распространяются не только создаваемые искусственно колебания, но и возникают отраженные волны. Путем подбора частоты колебания давления можно добиться резонанса (синхронности, равенства) распространения обеих волн, в результате чего возникнут нарушения в пористой среде из-за ее неоднородности, т. е. увеличится проводимость пласта. В ПЗП, находящейся наиболее близко к источнику создаваемых колебаний, будут происходить наибольшие нарушения.

Вибровоздействие способствует также снижению вязкости и поверхностного натяжения нефти на границе с водой, разрушению структуры смолистых и парафинистых составляющих нефти.

В соответствии с приведенным механизмом действия колебательных процессов в пласте вибровоздействие на ПЗП применяется для увеличения притока нефти в добывающих скважинах, приемистости нагнетательных скважин, повышения эффективности ГРП и солянокислотных обработок.

Вибровоздействие рекомендуют проводить в скважинах, в которых призабойная зона ухудшена в процессе вскрытия пласта; в низкопроницаемых и глинистых пластах; перед кислотной обработкой, ГРП или обработкой ПАВ.

Не рекомендуют проводить вибровоздействие в скважинах технически неисправных (нарушенная эксплуатационная колонна, негерметичное цементное кольцо); расположенных близко от ВНК; сильно поглощающих жидкость и имеющих низкие пластовые давления. Анализом промысловых данных установлено, что вибровоздействие дает положительные результаты в скважинах, где величина пластового давления близка к гидростатическому давлению столба жидкости. В этом случае величины пластовых давлений достаточны для получения отраженных волн, сильных импульсов и резонанса столба жидкости, что способствует образованию микротрещин.

В скважинах с высоким пластовым давлением и низкой проницаемостью не обеспечивается в достаточной степени оптимального режима работы вибратора. В таких скважинах без применения специальной технологии нельзя добиться эффективности обработок.

В качестве рабочей жидкости при вибровоздействии в нефтяных скважинах используются нефть, соляная кислота, керосин и их смеси; в водонагнетательных скважинах — вода, соляная кислота и другие жидкости на водной основе.

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ВИБРАЦИОННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

Вибровоздействие на ПЗП производят в основном гидравлическими вибраторами (табл. 31). Существуют вибраторы золотникового типа и гидроударники.

Таблица 31

Характеристики гидравлических вибраторов

Вибратор	Длина, мм	Диаметр, мм	Оптимальный расход жидкости, л/с	Частота пульсаций, Гц
ГВЗ-85	494	85	10—12	200
ГВЗ-108	420	108	15—20	250
ГВЗ-135	500	135	30—35	500

Гидравлический вибратор золотникового типа (ГВЗ) создает колебания давления вследствие периодического перекрытия золотником потока рабочей жидкости. ГВЗ имеет следующее устройство (рис. 26).

В корпусе жестко закрепляется ствол в виде стакана с щелевидными прорезями на его образующей. Внизу цилиндра имеется отверстие. На стволе вращается золотник (подвижный элемент, направляющий поток жидкости или газа в нужный канал через отверстия) также с щелевыми прорезями вдоль образующей. Прорези в стволе и золотнике выполнены под некоторым углом к их образующим. Однако направления прорезей в стволе и золотнике противоположные. Таким образом, создается как бы турбинное устройство, у которого направляющим аппаратом является ствол, а рабочим колесом — золотник. В стволе также имеются пусковые отверстия для запуска золотника при перекрытии щелей в стволе.

Закачиваемая рабочая жидкость проходит через щели в стволе и попадает в щели в золотнике. В этот момент, из-за расположения отверстий под углом друг к другу, золотник начинает вращаться под действием струи жидкости. Во время своего вращения золотник периодически перекрывает щели в стволе, что приводит к созданию гидравлических импульсов (ударов).

Частота гидравлических ударов зависит от числа щелей в золотнике и его оборотов. ГВЗ могут создавать колебательные движения с частотой до 30000 Гц.

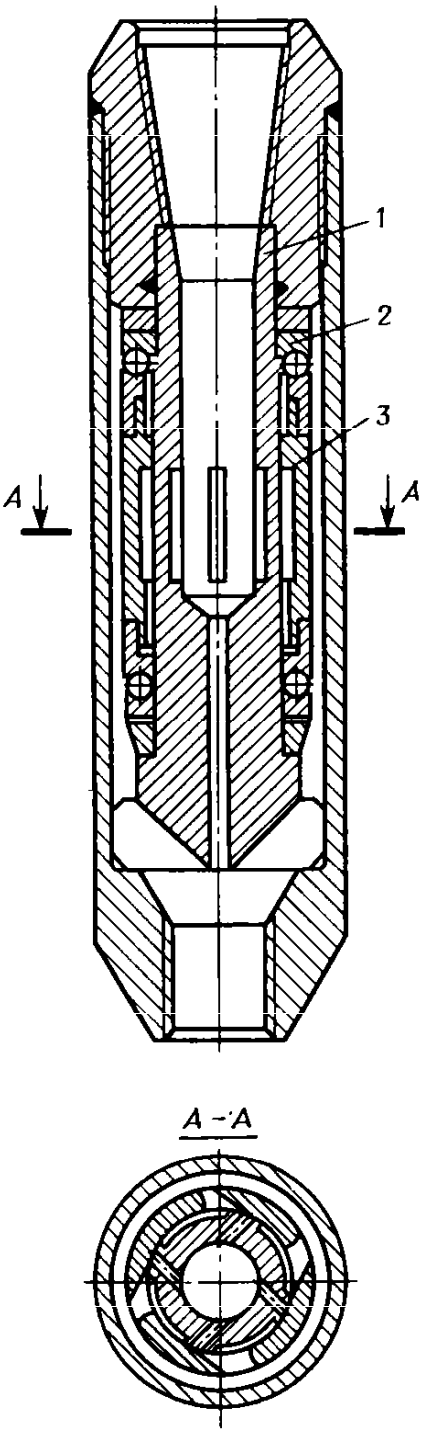


Рис. 26. Гидравлический вибратор золотникового типа (ГВЗ):
1 — ствол; 2 — шариковые опоры; 3 — циклический золотник

Гидравлический удар сопровождается резким подъемом давления, а это способствует резкому импульсивному истечению жидкости из отверстия в нижней части ствола. Периодическое истечение жидкости из щелей при вращении золотника приводит к образованию циклических колебаний в жидкости в затрубном пространстве. Кроме созданных вращающимся золотником колебаний образуются еще сложные колебания за счет появления отраженных волн.

Исследованиями установлено, что резонансные явления могут возникнуть только при очень низких частотах (несколько герц) создаваемых колебаний. Если частота колебаний достигает сотен герц, то в скважинах глубиной 1000—5000 м резонанс не возникнет. Следовательно, эффективность обработки снизится. Например, для рабочей жидкости вязкостью 40 мПа·с, пласта проницаемостью 10 мкм^2, пористостью 20% и частоты колебаний 500 Гц глубина обработки составит $\approx$0,4 м; при тех же условиях, но частоте 60 Гц глубина обработки увеличивается до 1,14 м.

При работе гидравлического вибратора НКТ удлиняются. Например, при длине НКТ 1500 м и давлении 5, 10 и 20 МПа удлинение составит соответственно 0,4, 0,8 и 1,5 м; а при длине НКТ 2000 м при тех же давлениях — 0,5; 1,0 и 2,0 м.

Для устранения самопроизвольного отворачивания или поломок НКТ на больших глубинах применяют амортизатор. Он снижает амплитуду упругих волн, распространяющихся от вибратора по металлу НКТ (рис. 27). Усилия, возникающие вдоль оси амортизатора, передаются на резиновый шнур. Последний деформируется и уменьшает передачу силовых импульсов на НКТ.

Когда рабочая жидкость подводится к вибратору по НКТ, только 50% энергии давления колебания передается в жидкость в затрубном пространстве. Поэтому разработаны конструкции вибраторов, к которым рабочая жидкость подводится через затрубное пространство. При этом рабочая жидкость входит в контакт с призабойной зоной пласта, затем поступает в специальный фильтр для очистки, вибратор и по НКТ поднимается на поверхность — в емкость для циркуляции. Возникающие в вибраторе гидроударные импульсы (колебания давления) непосредственно воздействуют на ПЗП.

Преимущества этой конструкции вибратора заключаются в следующем: отпадает необходимость перемещения его по толщине пласта, так как столб жидкости в затрубном пространстве раскачивается в значительном интервале;трещины, образовавшиеся за счет колебания давления, можно закреплять песком путем добавления его порций в рабочую жидкость.

Для воздействия на большую толщину пласта или одновременного воздействия на верхние продуктивные пласты применяют шланговый вибратор.

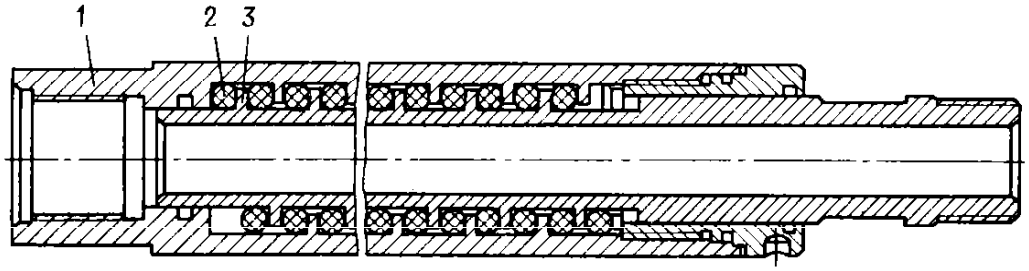


Рис. 27. Амортизатор резиновый:
1 — корпус; 2 — резиновый шнур; 3 — винт

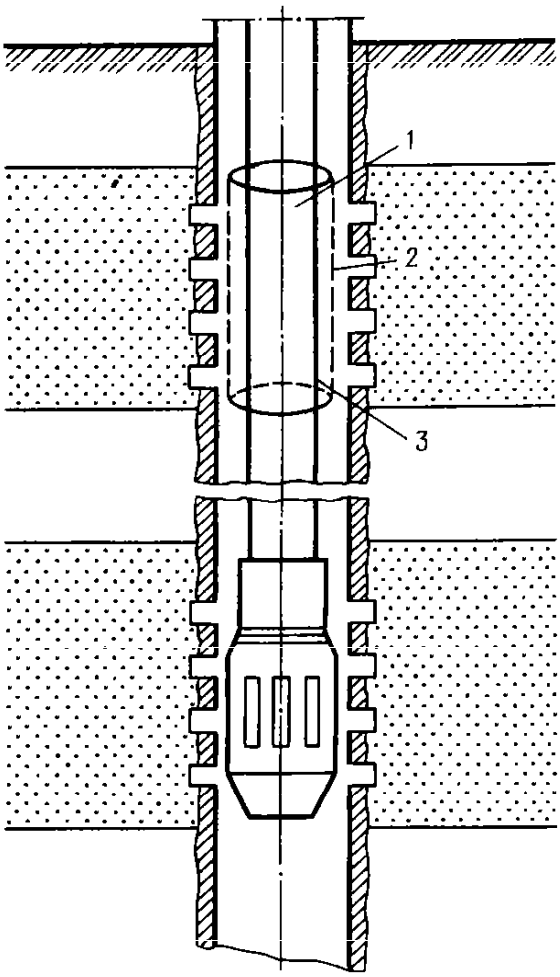


Рис. 28. Схема работы гидравлического вибратора со шланговым вибратором:
1 — двухзамковые элементы ниппеля и муфты; 2 — перфорированная труба; 3 — шланг

Его устанавливают выше основного гидравлического вибратора. Для работы шлангового вибратора используется отраженная волна, распространяемая вверх по НКТ. В вибраторах типа ГВЗ энергия этой волны бесполезно терялась. Шланговый вибратор состоит из ниппеля и муфты, соединенных между собой перфорированной трубой. Внутри этой трубы находится шланг, через который проходит рабочая жидкость и далее поступает в гидравлический вибратор (рис. 28). В зависимости от эластичности трубы, ее радиуса, толщины стенок и других параметров часть энергии передается жидкости в затрубном пространстве.

Для повышения эффективности воздействия на истощенные пласты шланговый вибратор изготавливают из эластичного материала и, наоборот, для более эффективного воздействия на насыщенные пласты рекомендуют максимально усилить жесткость шлангового вибратора. Вибраторы типа ГВЗ не рассчитаны для рабочих жидкостей с абразивными примесями, применяемых из-за необходимости закрепления создаваемых трещин. Для этой цели разработана конструкция вибратора с фильтрующим устройством ВФ-108.

Фильтр крепится к вибратору сверху и состоит из внешней и внутренней перфорированных труб, между которыми находится фильтрующая сетка. В нижней части фильтра имеется трубчатый хвостовик, вставляемый в ствол вибратора. Снаружи фильтра имеется корпус. Между нижним концом фильтра и стволом вибратора устанавливают втулку для подвода отфильтрованной рабочей жидкости к вибратору.

Рабочая жидкость, поступая по НКТ во внутрь фильтра, делится на два потока. Один из них с песком идет по трубчатому хвостовику фильтра, минуя рабочую полость вибратора. Другой поток, очищенный от песка, попадает в кольцевое пространство между внешней трубой фильтра и его корпусом, затем через окна втулки направляется в зазор между стволом вибратора и трубчатым хвостовиком фильтра и приводит во вращение золотник вибратора.

Для увеличения срока службы быстро изнашивающихся деталей ГВЗ разработана конструкция шиберного торцового вибратора ВШТ-85 (рис. 29). Вибратор состоит из полого шпинделя, на который надеты два направляющих аппарата. Внутренняя полость шпинделя заканчивается цент-

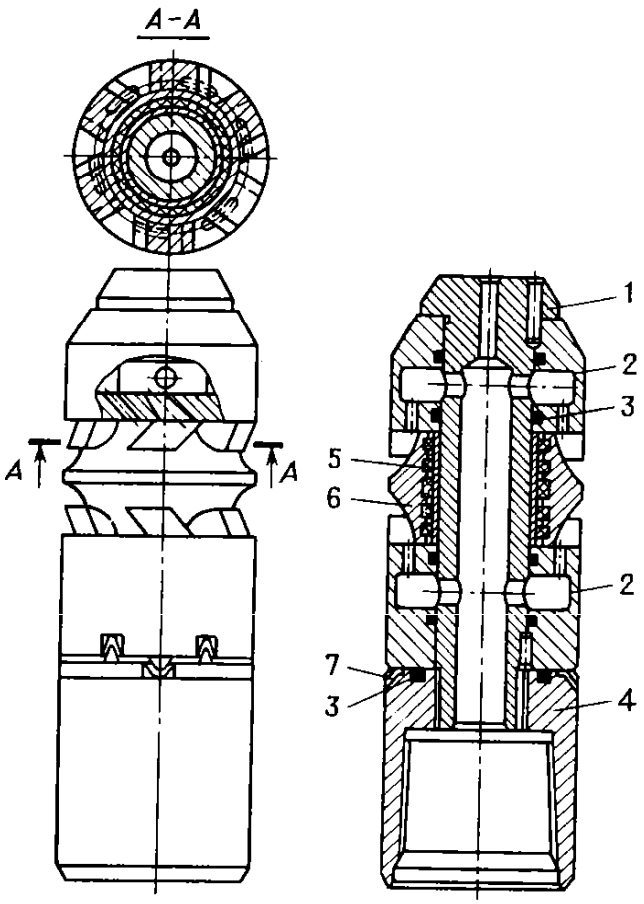


Рис. 29. Гидравлический вибратор шиберный торцовый:
1 - полый шпиндель с центральным каналом; 2 — аппараты; 3 — уплотнительные резиновые кольца; 4 — муфта; 5 — напорная втулка; 6 — шиберный затвор-прерыватель; 7 — шайба

ральным калибровочным каналом в нижней его части. Имеются также отверстия по образующей шпинделя, которые соединяются с полостями направляющих аппаратов. С внутренней торцовой части направляющих аппаратов имеются сопла (каналы переменного сечения), расположенные под углом к торцовой плоскости. Между направляющими аппаратами устанавливается втулка, а на нее надевается свободно вращающийся прерыватель в виде торцового шибера (золотника). С обоих торцов прерывателя имеются прорези, расположенные под углом, но в противоположном направлении к соплам аппаратов. Прерыватель в месте насадки на втулку имеет поверхность, покрытую резиной. Последняя служит подшипником и увеличивает срок службы вибратора в несколько раз.

Жидкость, попадая в вибратор, разделяется на три потока: один поток проходит через центральный калибровочный канал, два потока проходят через сопла двух направляющих аппаратов, взаимодействуют с пазами (прорезями) прерывателя и заставляют его вращаться. При этом периодически перекрываются сопла направляющих аппаратов, что приводит к колебаниям давления. Выходящая из калибровочного канала жидкость создает в затрубном пространстве волны давления и разряжения.

Имеется также конструкция вибратора, спускаемого в скважину без подъема НКТ. Для свободного прохождения вибратора внутренний диаметр НКТ должен быть на 4—6 мм больше наружного диаметра вибратора. Для удержания вставного вибратора на нижнем конце НКТ устанавливают специальный патрубок с соединительной ниппельной резьбой и конической расточкой на концах. Со стороны резьбового конца патрубка имеется бурт для посадки вибратора и создания плотного прилегания для исключения утечек рабочей жидкости.

ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ВИБРАЦИОННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

Основными технологическими параметрами вибровоздействия являются расход и давление закачивания рабочей жидкости для данного типоразмера вибратора.

С увеличением расхода жидкости Q амплитуда колебаний давления в затрубном пространстве Δp увеличивается. Например, для ГВЗ-135 с увеличением расхода жидкости Q давление Δp увеличивается следующим образом:

Q, л/с	7	10	13	20	30	50
Δp, МПа	1,1	2,7	3,9	6,4	10,3	18

Соответственно увеличивается частота пульсации давления. Например, при увеличении расхода от 7 до 50 л/с частота увеличивается от 60 до 500 Гц.

Амплитуды колебаний давления также сильно зависят от площади поперечного сечения кольцевого пространства между вибратором и эксплуатационной колонной. Например, для ГВЗ-135 и Q-20 л/с при изменении диаметрального зазора (зазор на обе стороны) от 20 до 100 мм амплитуда давления уменьшается от 8,0 до 1,15 МПа. Поэтому и разработаны ГВЗ трех размеров для 121, 146 и 168 мм обсадных колонн.

Для правильного осуществления процесса вибровоздействия необходимо знать зависимость необходимого давления на устье и максимального абсолютного давления при гидравлическом ударе от глубины скважины (табл. 32).

Таблица 32

Соотношение давлений на устье и при гидравлическом ударе

Давление на устье, МПа	Максимальное абсолютное давление при гидроударе (в МПа) на глубине, м					
	1000	1500	2000	2500	3000	3500
4	17	22	27	33	38	43
10	22	27	32	37	42	47
20	32	37	42	47	52	57

Перед вибровоздействием скважину исследуют: определяют дебит, забойное и пластовое давления, содержание воды в добываемой продукции, коэффициенты продуктивности и приемистости. Для нагнетательных скважин достаточно определение только коэффициента приемистости.

По данным исследования составляется план работ. В плане приводятся геолого-промысловые данные о скважине и технологическая схема проведения операции, включающая в себя: глубину спуска вибратора и диаметр НКТ; объемы рабочей и продавочной жидкостей; ориентировочная величина ожидаемого давления; число и мощность агрегатов; последовательность работы и темпы закачивания жидкостей.

При планировании параметров технологии вибровоздействия важно знать, какие нагрузки и напряжения испытывают НКТ во время работы вибратора и как будет изменяться среднее давление в зависимости от расхода рабочей жидкости. Ниже приведены данные об изменении нагрузки G на точку подвеса вибратора в зависимости от расхода жидкости, а также данные об изменении средних за период (угол поворота золотника) растягивающих напряжений σ, действующих на стенки труб, от среднего за период давления $\bar{p}$,— возникающего при работе вибратора (диаметр НКТ 73 мм, толщина стенок 3 мм); данные изменения среднего давления $\bar{p}$ за период от расхода жидкости для тех же НКТ.

Q, л/с . .	10	20	30	40
G, кг . . .	1500	2900	4300	5700
$\bar{p}$, МПА . .	6	10	14	18
σ, МПа . .	39	61	86	110

Q, л/с	10	20	30	40	50	60
p, Мпа	3,2	6,1	9,3	12,5	15,3	18,6

ГВЗ спускают на НКТ и устанавливают против запланированной для обработки части продуктивного пласта. Место соединения вибратора с НКТ стопорят или заваривают для исключения самоотворачивания его в процессе работы. Над вибратором помещают фильтр для исключения попадания в него твердых осадков. Обвязывают устье скважины с наземным оборудованием (рис. 30). Число агрегатов и их тип устанавливают в зависимости от вида рабочей жидкости и типа вибратора. Рабочую жидкость (соляную кислоту, нефть, керосин или их смеси в нефтяных скважинах; воду, соляную кислоту и другие жидкости на водной основе — в нагнетательных скважинах) закачивают по НКТ насосными агрегатами. Объем рабочей жидкости на одну обработку составляет 80—100 м^3; время обработки — 5—8 ч. При давлениях закачивания 40—50 МПа применяют пакеры.

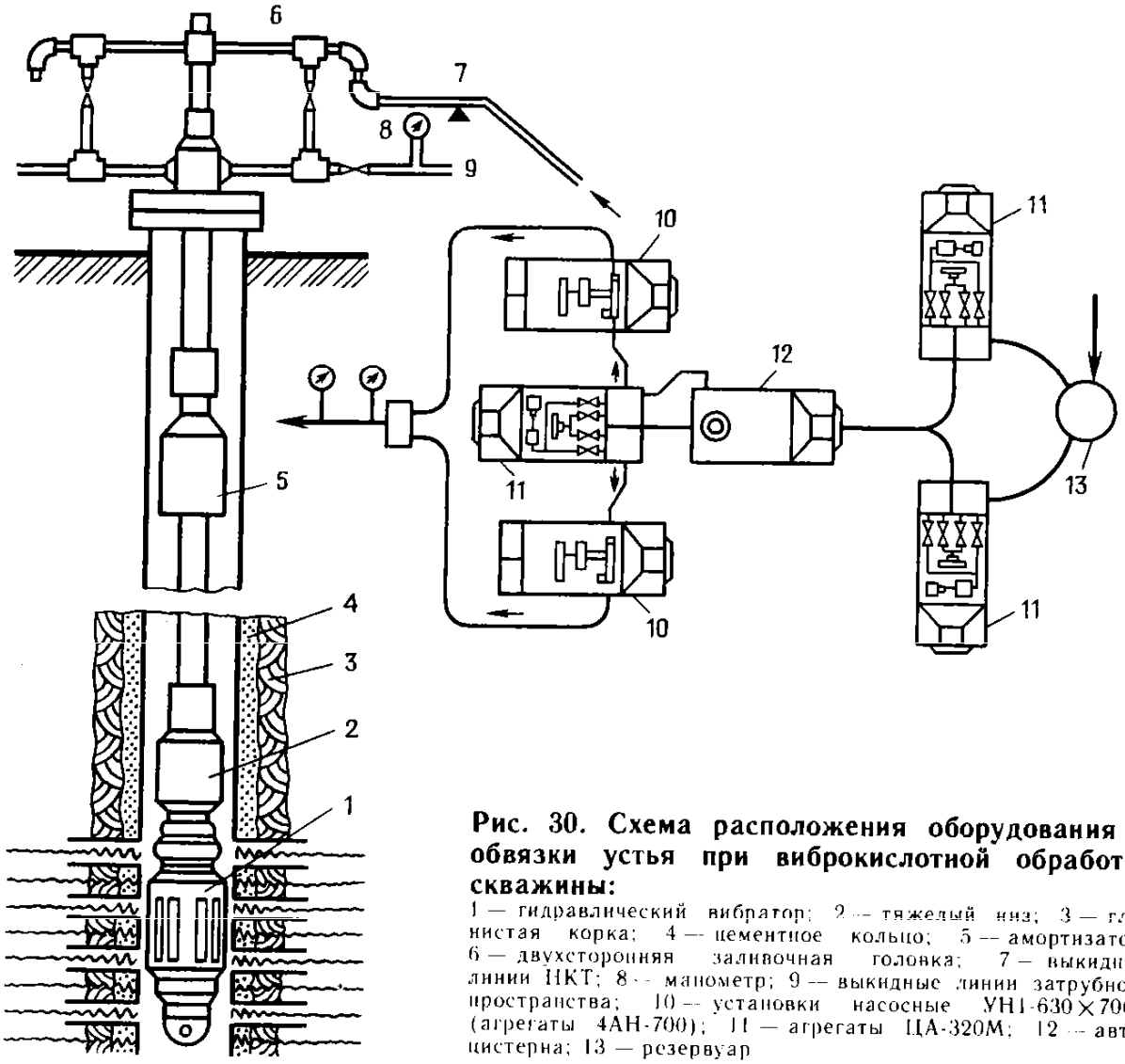


Рис. 30. Схема расположения оборудования и обвязки устья при виброкислотной обработке скважины:

1 — гидравлический вибратор; 2 — тяжелый низ; 3 — глинистая корка; 4 — цементное кольцо; 5 — амортизатор; 6 — двухсторонняя заливочная головка; 7 — выкидные линии НКТ; 8 — манометр; 9 — выкидные линии затрубного пространства; 10 — установки насосные УН1-630×700А (агрегаты 4АН-700); 11 — агрегаты ЦА-320М; 12 — автоцистерна; 13 — резервуар

Вибратор запускают в работу путем прокачивания в течение 5—8 мин рабочей жидкости с расходом 5—10 л/с. Затем расход постепенно увеличивают и доводят его до оптимального значения для данного типа вибратора.

Рабочую жидкость начинают закачивать в НКТ при открытом затрубном пространстве. После появления циркуляции через затрубное пространство его закрывают. Закачивают в скважину весь объем рабочей жидкости, а затем продавочную жидкость. С увеличением давления закачивания на устье свыше 30 МПа и при резком возрастании давления в затрубном пространстве его открывают. При этом рабочую жидкость направляют в специальную емкость (см. рис. 30) для дальнейшего использования.

В процессе обработки регистрируют давление и расход. По окончании обработки поднимают НКТ с вибратором, спускают глубинное оборудование и скважину вводят в эксплуатацию путем плавного запуска.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВИБРАЦИОННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ И ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

Эффективность вибровоздействия определяют так же, как и других видов обработки ПЗП. Сравнивают дебиты скважин до и после обработки.

Эффективность вибрационного воздействия на ПЗП. Поскольку вибровоздействие часто проводят с использованием в качестве рабочей жидкости кислоты и различных растворителей, то результаты комбинированной обработки сравнивают с результатами только кислотных обработок или закачиваний растворителей. Практикой установлено, что темп падения дебитов скважин после виброкислотной обработки гораздо ниже, чем после стандартной кислотной обработки или обработки растворителями.

Эффективность вибровоздействия оценивают также в зависимости от количества рабочей жидкости (нефти, кислоты, растворителей и др.), приходящейся на 1 м толщины обрабатываемого пласта. На практике наблюдается повышение эффективности вибровоздействия при увеличении удельного расхода рабочей жидкости примерно до 1 $м^3$/м. Дальнейшее увеличение количества рабочей жидкости не приводит к заметному увеличению дебита скважины.

Анализ промысловых данных показывает, что при повторных операциях вибровоздействия эффективность снижается, как и при кислотных обработках и ГРП.

Эффективность вибровоздействия в водонагнетательных скважинах определяют путем сравнения приемистости до и после обработки при одинаковом давлении нагнетания.

Техника безопасности при вибрационном воздействии на ПЗП. Вибровоздействие на ПЗП осуществляют при высоких давлениях и с применением нефти, кислот, растворителей. Поэтому во время вибровоздействия должны соблюдаться те же правила по технике безопасности и проводиться те же противопожарные мероприятия, что и при ГРП, кислотных обработках и закачивании нефти.

ГЛАВА 6

ДОСТРЕЛ И ПЕРЕСТРЕЛ ПЛАСТОВ. ПРИОБЩЕНИЕ ПЛАСТОВ

ДОСТРЕЛ И ПЕРЕСТРЕЛ ПЛАСТОВ

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Дострел и перестрел пластов осуществляют путем их перфорации.

Дострел производится с целью более полной выработки всей нефтенасыщенной толщины продуктивного пласта. Поэтому дострел может производиться при эксплуатации мощных пластов, в которых первоначально перфорацией вскрывают не всю нефтенасыщенную часть.

Необходимость в достреле пласта может возникнуть также при разработке залежей нефти (газа) с подошвенной водой, газовой шапкой или одновременно с подошвенной водой и газовой шапкой.

Например, в продуктивных пластах, расчлененных непроницаемыми (плотными или глинистыми) прослоями, первоначально производят перфорацию ближе к водонефтяному контакту под первым (снизу) непроницаемым прослоем. Первый интервал перфорации после полного обводнения изолируют и производят дострел пласта под следующим, находящимся выше, непроницаемым прослоем и т. д.

Литологически однородный нефтяной пласт с газовой шапкой, но без подошвенной воды, рекомендуют вскрывать в нижней части минимальным интервалом перфорации, а затем производить дострел пласта. Это объясняется тем, что легче перфорировать дополнительные отверстия, чем изолировать часть перфорационных отверстий, особенно в средней или верхней частях продуктивного пласта.

При наличии одновременно газовой шапки и подошвенной воды рекомендуют первоначально перфорировать пласт ближе к ВНК и дальше от ГНК. При этом расстояние между нижними перфорационными отверстиями и ВНК должно быть не менее 25% толщины нефтенасыщенной части пласта, а ширина интервала перфорации — не более 15% этой толщины. После полного обводнения первый интервал перфорации изолируют и производят дострел соседнего верхнего нефтенасыщенного слоя и т. д. Таким образом осуществляют поэтапную эксплуатацию нефтенасыщенной толщины пласта.

Необходимость в перестреле пласта может возникнуть в следующих случаях.

1. При освоении скважины после бурения существующими способами вызов притока из пласта затруднен.

2. При переводе добывающей скважины под нагнетание воды по маломощным и низкопроницаемым пластам после полного обводнения пластов с лучшими коллекторскими свойствами.

3. После проведения РИР по отключению нижнего интервала перфора-

ции без временной изоляции верхнего перфорированного пласта, оставляемого для дальнейшей эксплуатации. В этом случае тампонажный материал может фильтроваться и в верхний пласт и ухудшить его проницаемость.

4. После проведения РИР по отключению отдельных обводненных интервалов перфорированного пласта (так называемая селективная изоляция) путем закачивания тампонажного материала по всей его толщине. При этом предполагают, что в наиболее проницаемые и поэтому обводненные интервалы тампонажный материал фильтруется на бóльшую глубину и при перестреле эти интервалы не могут быть сообщены со скважиной.

5. В процессе проведения работ по возврату с одного объекта эксплуатации на другой.

6. Перед обработкой ПЗП различными методами.

При достреле и перестреле пластов необходимо особо учитывать состояние цементного кольца. Оно зависит от плотности первоначальной перфорации (количество отверстий на 1 м толщины пласта) и условий эксплуатации скважин (величины депрессии или репрессии, методы и количество обработок призабойной зоны, характеристики добываемой продукции или закачиваемой воды, пластовые температура и давление).

Количество притекающей в скважину жидкости значительно изменяется в зависимости от количества, глубины и диаметра каналов перфорации.

Если перфорацией пробиты только цемент вокруг обсадной колонны и загрязненная часть пласта (часть пласта, в поры которого во время бурения или эксплуатации проникли промывочный раствор или отфильтрованная из него вода, различные технологические жидкости на водной основе), то даже при большой плотности перфорации дебит скважины оказывается значительно ниже, чем в случае полностью открытого (необсаженного) ствола скважины. Например, при диаметре канала перфорации 12 мм и плотности перфорации 20 отверстий на 1 м толщины пласта дебит скважины составит всего 40% возможного. Но при создании в пласте канала глубиной всего 75 мм дебит скважины увеличится почти в 2 раза по сравнению с первым случаем.

Для существенного увеличения добычи нефти (газа) необходимо создавать очень глубокие каналы, что не может быть достигнуто путем перфорации. Такая задача решается применением других методов воздействия на пласт (см. гл. 3—5).

На увеличение дебита скважины большое влияние оказывает диаметр каналов перфорации. Это влияние особенно увеличивается с уменьшением глубины каналов. Например, для случая пробития отверстий только в цементе и загрязненной части пласта плотностью 20 отв/м увеличение диаметра с 6 до 60 мм приводит к увеличению дебита скважины от 25 до 68% от возможного, то есть в 2,8 раза. В то же время при создании каналов глубиной 150 мм перфорацией плотностью 20 отв/м такое же изменение диаметра повышает дебит скважины только на 16%. Уменьшение диаметра ниже 6 мм приводит к резкому снижению дебита скважины.

Приведенные примеры справедливы в том случае, если цементное кольцо качественное (без трещин и дополнительных каналов), пласт однороден по проницаемости и каналы перфорации не загрязнены фильтратом промывочной (или другой технологической) жидкости и цементом (или другим тампонажным материалом).

При некачественном цементном кольце возможно получение высоких дебитов скважин, пробивая отверстия только в обсадной колонне.

Если продуктивный пласт представлен сильно трещиноватыми породами, то для получения высоких дебитов может оказаться достаточным пробить каналы только в обсадной колонне и в толще монолитного цементного кольца.

При сильном загрязнении ствола скважины и каналов перфорации дебит скважины резко уменьшается по сравнению с теоретически возможным.

Однако в любом случае на практике глубина вскрытия пласта перфорацией, число отверстий и их диаметр являются важными факторами, определяющими дебит скважины, эксплуатирующей пласты средней и большой плотности (то есть когда каналы перфорации в пласте сохраняются).

Если пласт сложен рыхлыми породами (например, песками), то каналы перфорации в пласте заполняются этими породами. В этом случае на дебит скважины основное влияние оказывают плотность перфорации и диаметр отверстия.

На практике первичную перфорацию пластов чаще всего осуществляют плотностью 20 отв/м. Поскольку дострел пласта — та же первичная перфорация еще неперфорированной части пласта, то его производят с такой же плотностью.

При перестреле пластов, в зависимости от степени загрязнения интервала первичной перфорации, плотность перфорации может быть и меньше.

ТЕХНИКА И ОБОРУДОВАНИЕ ПРИ ДОСТРЕЛЕ И ПЕРЕСТРЕЛЕ ПЛАСТОВ

Аппараты, применяемые для перфорации, называют перфораторами. Применяют кумулятивные, пулевые и торпедные (снарядные) перфораторы (см. гл. 3).

Кумулятивные перфораторы

Пробивная способность кумулятивных перфораторов основана на использовании направленного действия взрыва (кумулятивного эффекта). Последний возникает при взрыве кумулятивного заряда, представляющего собой шашку взрывчатого вещества высокой плотности с кумулятивной выемкой, облицованной медной конической воронкой (рис. 31, *а*). В противоположной от выемки стороне установлен детонатор.

Корпус перфоратора защищает кумулятивный заряд и детонатор от контакта со скважинной жидкостью и действия гидростатического давления. Места соединения корпуса снабжены резиновыми уплотнительными кольцами.

Механизм образования кумулятивной струи в заряде с выемкой, облицованной металлом, заключается в следующем (рис. 31, *б*).

При взрыве создается давление до 30 тыс. МПа, сжимающее воронку в направлении к оси заряда. Поэтому сжатый металл начинает течь как жидкость. В результате этого образуется тонкая металлическая струя, состоящая из внутреннего слоя облицовки, масса которого состав-

ляет до 30% общей массы. Остальная часть облицовки (70% и более) образует стержень сигарообразной формы, который движется вслед за струей. Скорость взрывной струи достигает 10 тыс. м/с. Под действием этих сил достигается большая пробивная сила.

Применяют кумулятивные перфораторы двух типов: корпусные и бескорпусные.

В корпусном кумулятивном перфораторе группа (гирлянда) кумулятивных зарядов заключена в один общий герметичный корпус.

Выпускают корпусные кумулятивные перфораторы многократного (табл. 33) и однократного (табл. 34) использования. Первые имеют прочный толстостенный корпус из высоколегированной стали, который не разрушается и мало деформируется при взрыве кумулятивных зарядов.

В перфораторах однократного использования кумулятивные струи вначале пробивают отверстия в стенках корпуса. Поэтому корпус деформируется и выходит из строя после одного отстрела перфоратора.

Буква «Д» означает «давление повышенное» благодаря разработке утолщенных опорных (ступенчатых) дисков, рассчитанных на 80 МПа. Однако из-за сложной технологии изготовления эти диски производством не освоены. Поставленная задача решена в перфораторах типа ПК-ДУ.

Буква «Н» означает «повышенная эффективность». В отличие от перфораторов типов ПК и ПК-ДУ они снабжены зарядами в металличе-

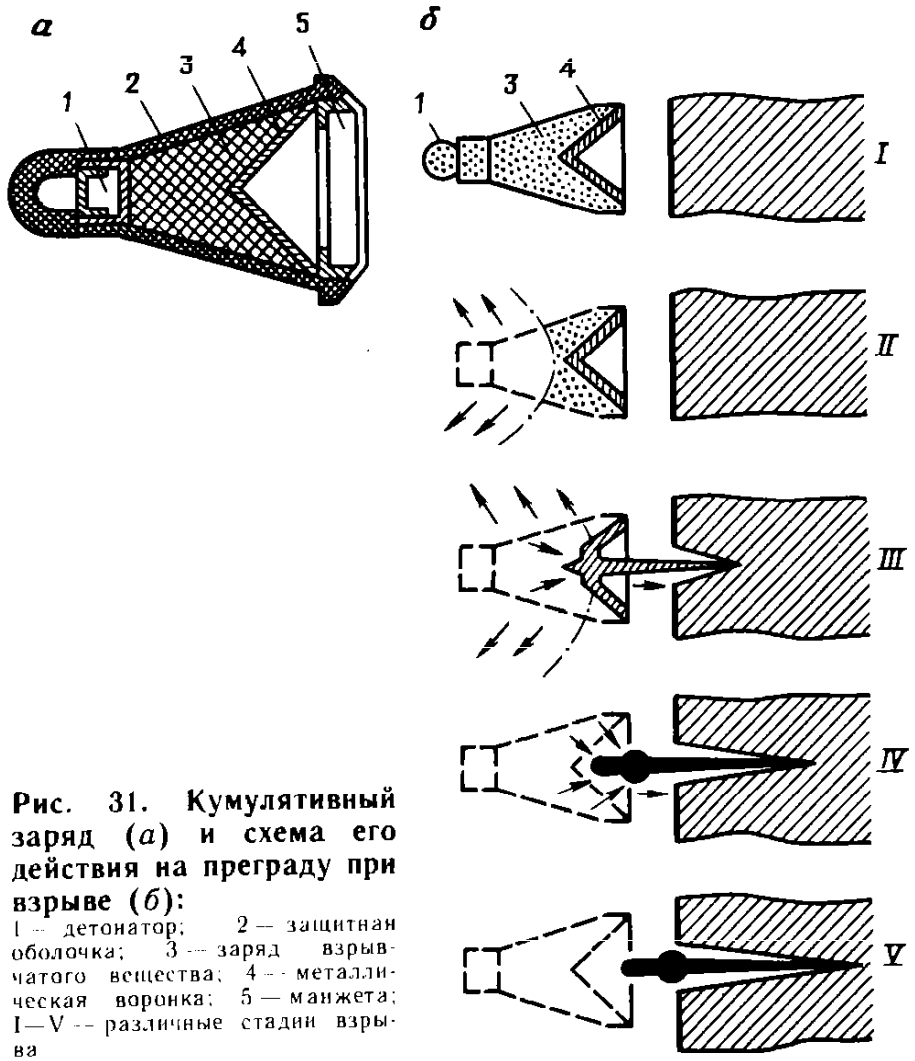


Рис. 31. Кумулятивный заряд (*а*) и схема его действия на преграду при взрыве (*б*):
1 — детонатор; 2 — защитная оболочка; 3 — заряд взрывчатого вещества; 4 — металлическая воронка; 5 — манжета; I—V — различные стадии взрыва

Таблица 33

Технические характеристики корпусных кумулятивных перфораторов многократного использования

Показатели	ПК103Д	ПК85Д	ПК105ДУ	ПК85ДУ	ПК95Н	ПК80Н
Наружный диаметр, мм	105	85	105	85	95	80
Минимальный внутренний диаметр обсадной колонны (в мм) при плотности промывочной жидкости, кг/м^3:						
до 1500	124	109	117	98	117	98
свыше 1500	144	117	124	109	124	109
Максимально допустимое давление, МПа	50	50	80	80	120	120
Максимально допустимая температура, °С	150	150	180	180	200	200
Глубина пробиваемого канала в единой мишени (в мм) при прочности на сжатие песчаника:						
45 МПа	130	75	145	95	235	200
25 МПа	170	105	190	130	300	250
Средний диаметр пробиваемого канала, мм:						
в обсадной колонне	8,3	5,0	8,3	5,0	10,0	9,0
в горной породе с прочностью на сжатие:						
45 МПа	8,5	7,0	8,5	7,0	11,0	9,0
25 МПа	10,0	8,5	10,0	8,5	12,0	10,0
Плотность перфорации за один спуск, отв/м:						
при одном корпусе	11,8	13,3	11,8	13,3	11,8	11,8
при двух корпусах	11,0	11,4	11,0	11,4	10,6	10,8
при трех корпусах	10,8	10,8	10,8	10,8	10,3	10,5
Толщина вскрываемого пласта за один спуск, м:						
при одном корпусе	0,85	0,75	0,85	0,75	0,85	0,85
при двух корпусах	1,82	1,76	1,82	1,76	1,88	1,85
при трех корпусах	2,79	2,77	2,79	2,77	2,92	2,85
Длина перфоратора (без кабельного наконечника), мм:						
при одном корпусе	1430	1415	1430	1415	1450	1410
при двух корпусах	2400	2425	2400	2425	2485	24100
при трех корпусах	3370	3435	3370	3435	3520	3410
Масса заряженного перфоратора (без кабельного наконечника), кг:						
при одном корпусе	50,7	36,0	50,7	36,0	45,0	33,5
при двух корпусах	86,0	61,2	86,0	61,2	76,0	54,0
при трех корпусах	122,0	86,4	122,0	86,4	107,0	74,5

ских оболочках, а боковые окна корпуса закрыты ввинчиваемыми пробками с уплотнительными прокладками.

Перфораторы типов ПКО имеют глухой корпус в виде отрезка горячекатаной стальной трубы (бурильной или насосно-компрессорной).

Буква «Т» означает, что в перфораторах типа ПКОТ внутри корпуса имеется составная толстостенная опорная труба. Она обеспечивает устойчивость тонкостенного корпуса при действии высокого гидростатического давления.

Таблица 34

Технические характеристики корпусных кумулятивных перфораторов однократного использования

Показатели	ПКО89	ПКО73	ПКОТ89	ПКОТ73
Наружный диаметр, мм	89	73	89	73
Минимальный внутренний диаметр обсадной колонны (мм) при плотности промывочной жидкости, кг/м³:				
до 1500	109	96	109	96
свыше 1500	117	109	117	109
Максимально допустимое давление (МПа) для корпуса из стали группы прочности:				
К	60	40	100	100
Е	70	45	120	120
Л	85	55	120	120
Рекомендуемое минимальное давление, МПа	30	20	60	50
Максимально допустимая температура, °С	200	200	200	200
Глубина пробиваемого канала в единой мишени (мм) при прочности на сжатие песчаника:				
45 МПа	250	155	250	155
25 МПа	330	190	330	190
Средний диаметр пробиваемого канала, мм:				
в обсадной колонне	13—15	11—12	13—15	11—12
в горной породе прочностью на сжатие:				
45 МПа	11	8	11	8
25 МПа	13	11	13	11
Максимальная плотность перфорации за один спуск, отв/м:				
при одном корпусе	6,65	10	6,65	10
при двух корпусах	6,15	9,45	6,05	9,45
при трех корпусах	6,02	9,25	5,87	9,25
Толщина вскрываемого пласта за один спуск, м:				
при одном корпусе	2,25	2,00	2,25	2,00
при двух корпусах	4,86	4,24	4,96	4,24
при трех корпусах	7,47	6,48	7,67	6,48
Длина перфоратора (без кабельного наконечника), мм:				
при одном корпусе	2720	2535	2940	2535
при двух корпусах	5330	4775	5650	4775
при трех корпусах	7940	7015	8360	7015
Масса заряженного перфоратора (без кабельного наконечника), кг:				
при одном корпусе	61	32	78	48
при двух корпусах	108	57	153	88
при трех корпусах	155	82	228	128

Применяют также кумулятивные перфораторы, спускаемые на НКТ (табл. 35).

При применении корпусных перфораторов исключается опасность повреждения обсадной колонны и цементного кольца. Массивный корпус облегчает спуск перфоратора в скважины, заполненные утяжеленным раствором. В то же время затрудняется его спуск через искривленные участки скважины.

Таблица 35

Технические характеристики кумулятивных перфораторов, спускаемых на насосно-компрессорных трубах

Показатели	ПНКТІ-89-600	ПНКТІ-89-1000	ПНКТІ-73-450	ПНКТІ-73-1000
Наружный диаметр, мм:				
корпуса	89	89	73	73
головки	73	73	73	73
Минимальный внутренний диаметр обсадной колонны (мм) при давлении, МПа:				
> 40	115	115	96	96
15—40	117	117	98	98
< 15	124	124	109	109
Максимально допустимое давление (МПа) для корпуса из стали группы прочности:				
Л, импортная Р-105	85	100	55	100
Е	70	100	45	100
К	60	100	40	100
Д	45	80	35	80
Максимально допустимое давление (МПа) для корпуса из стали группы прочности:				
Л, импортная Р-105	25	85	25	25
Е	20	70	20	45
К	10	60	10	40
Д	5	45	5	35
Максимально допустимая температура (°С) при пребывании в скважине, сут:				
до 2	170	170	170	170
до 6	150	150	150	150
Глубина пробиваемого канала в единой мишени (мм) при прочности на сжатие песчаника:				
45 МПа	250	250	155	155
25 МПа	330	330	190	190
Средний диаметр пробиваемого канала, мм:				
в обсадной колонне	13—15	13—15	11—12	11—12
в горной породе с прочностью на сжатие:				
45 МПа	11	11	8	8
25 МПа	13	13	11	11
Плотность перфорации, отв/м:				
максимальная	6	6	9	9
минимальная	3	3	4,5	4,5
Максимальная толщина вскрываемого пласта, м	50	50	50	50
Длина перфоратора из деталей одного комплекта, мм	24880	24880	24890	24890
Масса, кг:				
головки	10,2	10,2	10,2	10,2
заряженного перфоратора длиной 10 м (без головки)	195	312	102	215

В перфораторах типа ПК вылетающие при выстреле диски и пробки засоряют скважину и могут приводить к прихватам перфоратора.

Перфораторы типа ПК-ДУ имеют лучшую проходимость после отстрела, меньше засоряют скважину.

Пробивное действие перфораторов типов ПК-Н в 1,5—2 раза больше по сравнению с перфораторами типов ПК-ДУ.

Перфораторы типов ПКО и ПКОТ по сравнению с перфораторами типов ПК и ПК-ДУ обладают значительно большим пробивным действием при меньшем диаметре и лучшей проходимостью в скважинах, заполненных вязкой жидкостью. Эти перфораторы не засоряют скважину.

Перфораторы типа ПНКТ1 позволяют вскрывать пласты в сильно искривленных и наклонно направленных скважинах. При их использовании не нужно каротажного подъемника с кабелем, лубрикатора с мачтой. К недостаткам перфораторов типа ПНКТ1 можно отнести невозможность их использования в газовой среде и при гидростатическом давлении меньше 5 МПа, при спуске геофизических приборов в интервал перфорации через НКТ и др.

Кумулятивные бескорпусные перфораторы не имеют общего корпуса.

По степени сохранности каркаса бескорпусные перфораторы разделяют на полуразрушающиеся (с извлекаемым каркасом) и полностью разрушающиеся (табл. 36, 37).

Таблица 36

Технические характеристики перфораторов с извлекаемым каркасом

Показатели	ПКС105Т	ПКС80Т	ПКС65
Поперечный размер, мм	105	80	66
Минимальный внутренний диаметр обсадной колонны, мм	118	98	88
Максимально допустимое давление, МПа	80	80	80
Максимально допустимая температура, °С	150	150	150
Глубина пробиваемого канала в единой мишени (мм) при прочности на сжатие песчаника:			
45 МПа	275	165	145
25 МПа	350	200	170
Средний диаметр пробиваемого канала, мм:			
в обсадной колонне			
в горной породе с прочностью на сжатие:			
45 МПа	12	8	8
25 МПа	14	10	9,5
Максимальная плотность перфорации за один спуск, отв/м:			
при одной ленте	6,65	6,65	6,65
при десяти лентах	6,35	6,35	6,35
Максимальная толщина пласта, вскрываемая за один спуск, м	32	32	32
Прочность каркаса на разрыв, Н	150	120	150
Масса груза, кг	27	15	9,6
Диаметр головки, мм	100	65	45
Длина перфоратора с одним грузом (без кабельного наконечника), мм:			
при одной ленте	2520	2530	2620
при десяти лентах	16920	16930	16120
Масса перфоратора с одним грузом (без кабельного наконечника), кг:			
при одной ленте	57	36	15
при десяти лентах	109	69	36

Таблица 37

Технические характеристики полностью разрушающихся перфораторов

Показатели	КПРУ65	ПР54	ПР43
Поперечный размер, мм	65, 89	54	43
Минимальный внутренний диаметр обсадной или насосно-компрессорной колонны, мм	76; 110	62	50
Максимально допустимое давление, МПа	80	80	80
Максимально допустимая температура, °С	150	150	150
Допустимое время пребывания в скважине при максимальных параметрах, ч	6	2	2
Глубина пробиваемого канала в единой мишени (мм) при прочности на сжатие песчаника:			
45 МПа	190	150	110
25 МПа	250	200	140
Средний диаметр пробиваемого отверстия в колонне, мм	11	10	8
Плотность перфорации за один спуск, отв/м	8	10	10
Максимальная толщина пласта, вскрываемая за один спуск, м	38	30	30
Прочность перфоратора на разрыв, Н	400	400	400
Глубина канала, пробиваемого зарядом в мишени из Ст. 3, мм:			
средняя	80	65	45
допускаемая для 10% партий	70	55	40
Толщина слоя осколков (мм) от перфоратора длиной 1 м в колонне труб (условный диаметр, мм):			
насосно-компрессорных:			
60	—	—	415
73	—	385	290
89	355	240	180
обсадных:			
114	205	140	105
140	140	100	75
169	100	65	50
Длина перфоратора из частей одного комплекта с головкой, м	13,2	5,5	5,5
Масса перфоратора из частей одного комплекта с головкой, кг	36	15	10,5

К полностью разрушающимся бескорпусным перфораторам относятся перфораторы типов КПРУ и ПР.

Преимущества бескорпусных перфораторов — легкость, удобство в обращении, достаточная гибкость, позволяющая спускать их в скважину малого диаметра и через суженные участки обсадной колонны, более высокое пробивное действие, возможность отстрела за один спуск большего количества зарядов и вскрытия пласта большей толщины.

Общий недостаток бескорпусных перфораторов — повышенное воздействие взрыва на обсадную колонну и цементный камень.

Бескорпусные перфораторы с извлекаемым каркасом мало засоряют скважину осколками, имеют лучшую проходимость в скважине, позволяют оценивать работу каждого заряда по деформации гнезд в лентах и вскрывать за один спуск разобщенные пласты путем использования

лент без зарядов при сплошном детонирующем шнуре. Однако затруднительно извлечение перфоратора из-за деформации лент при взрыве, при этом могут возникать прихваты, особенно в случае неполной детонации или отказа отдельных зарядов.

Полностью разрушающиеся перфораторы, особенно типа ПР, можно спускать через НКТ и при загерметизированном устье скважины. Однако эти перфораторы засоряют скважину осколками оболочек зарядов и обойм. Последние имеют низкую плотность (примерно как у утяжеленных растворов) и поэтому могут привести к созданию пробки в зоне перфорации или закупориванию штуцера, затрудняя освоение и эксплуатацию скважины. Размеры осколков с ростом гидростатического давления в зоне перфорации достигают 20—25 мм (в основном 5—10 мм).

Недостатком разрушающихся перфораторов является также затруднительный спуск их в скважину, заполненную утяжеленным раствором; прострел стенки скважины производится только в одной или двух плоскостях, что ухудшает условия вскрытия пласта и увеличивает степень повреждения обсадной колонны и цементного кольца.

Пулевые перфораторы

Крупнокалиберные пулевые перфораторы типа ПВН предназначены для перфорации пластов в нефтяных и газовых скважинах в сложных геолого-технических условиях (табл. 38).

Перфораторы типа ПВН пробивают цилиндрические каналы с чистой поверхностью и рекомендуются для применения прежде всего в пластах, загрязненных во время бурения или ремонтных работ, а также в сква-

Таблица 38

Технические характеристики пулевых перфораторов

Показатели	ПВН90	ПВН90Т	ПВТ73	ПВК70
Наружный диаметр, мм	90	90	73	70
Минимальный внутренний диаметр обсадной колонны, мм	117,5	117,5	98	98
Максимальное допустимое давление, МПа	50	100	100	100
Максимальная допустимая температура, °С	110	160	160	160
Глубина пробиваемого канала в единой мишени (мм) при средней прочности песчаника на сжатие 25 МПа	145	145	180	200
Калибр пули, мм	20	20	20	25
Плотность перфорации за один спуск, отв/м	4	4	2	0,9—1,2
Длина перфоратора, мм:				
при одной секции	1 550	1 550	1 300	—
при двух секциях	2 700	2 700	2 400	1 760
при трех секциях	3 850	3 850	3 550	2 535
при шести секциях	—	—	6 900	4 810
Масса заряженного перфоратора, кг:				
при одной секции	50	50	35	—
при двух секциях	95	95	65	41
при трех секциях	140	140	140	60
при шести секциях	—	—	190	113

жинах двух- и трехколонной конструкции и в скважинах перед солянокислотной обработкой.

Перфоратор типа ПВН представляет собой систему ствол—пуля—заряд. В этой системе потенциальная энергия пороха превращается в кинетическую энергию пули. При сгорании зарядов образуются газы с давлением до 600 МПа, при котором скорость пуль достигает 850 м/с. Пули разрушают дульные диски и пробки, перемещаются по криволинейным пазам и проникают в стенки скважины под углом 60—70°.

Области применения кумулятивных и пулевых перфораторов

Дострел и перестрел пластов осуществляют путем перфорации при репрессии и депрессии (соответственно гидростатическое давление выше и ниже пластового).

При репрессии пласт перфорируют без герметизации устья, так как скважину заполняют плотной жидкостью, предотвращающей фонтанирование. Такая перфорация является наиболее простой, но может снизить проницаемость пласта и, следовательно, производительность скважины. Поэтому перфорацию при репрессии рекомендуют применять в хорошо проницаемых и малозагрязненных пластах, способных самоочищаться при дальнейшей эксплуатации. Желательно, чтобы скважинная жидкость достаточной плотности не содержала твердой фазы.

При репрессии пласты можно перфорировать всеми типами кумулятивных перфораторов, спускаемых в скважину на кабеле.

В каждом конкретном случае типоразмер кумулятивного перфоратора выбирают с учетом его поперечного размера, пробивного действия, предельно допустимых температуры и давления, степени воздействия на обсадную колонну и цементный камень, засорения скважины и возможности использования минимального числа спусков.

Поперечный размер перфоратора выбирают исходя из величины гидростатического давления, плотности скважинной жидкости и минимально допустимого диаметрального зазора между перфоратором и стенками обсадной колонны. Например, для перфораторов типа ПК, ПК-ДУ и ПК-Н зазор составляет 15 и 25 мм при плотности скважинной жидкости соответственно менее и более 1500 кг/м^3; для ПКО, ПКОТ, ПНКТ — соответственно 20 и 30 мм; для ПКС — 15 и 25 мм; для КПРУ и ПР — 10 и 15 мм.

Для эффективного вскрытия пласта перфоратор должен пробить стенки обсадных колонн, слой цементного камня и образовать в горной породе канал глубиной не менее 70 мм. При средней прочности горных пород и цементного камня, толщине цементного кольца 25—30 мм эффективное вскрытие пласта обеспечивается в скважинах одноколонной конструкции практически всеми типами перфораторов; в скважинах двухколонной конструкции — перфораторами ПК103Д, ПК105ДУ, ПК80Н, ПК073, ПК0Т73, ПНКТ1-73, ПКС80Т, КПРУ65; в скважинах трехколонной конструкции — перфораторами ПК95Н, ПК089, ПК0Т89, ПНКТ1-89, ПКС105У.

По возрастанию степени воздействия на обсадную колонну и цементный камень перфораторы образуют следующий ряд: ПК-Н, ПК-ДУ, ПК, ПКОТ, ПКО, ПНКТ1, ПР, КПРУ, ПКС.

Перфораторы типов ПК-Н, ПКО, ПКОТ, ПНКТ1 практически не засоряют скважину; остальные перфораторы по степени засоряемости скважины располагаются в такой последовательности: ПК-ДУ, ПК, ПКС, ПР и КПРУ.

Корпусные перфораторы типов ПК и ПК-ДУ рекомендуют применять в неосложненных скважинах средней глубины, в неглубоких скважинах с низким гидростатическим давлением; перфораторы типов ПК-Н, ПКО, ПКОТ — в глубоких скважинах двух- и трехколонной конструкций с высокими температурой и давлением; ленточные перфораторы типа ПКС с зарядами в стеклянных или ситалловых оболочках — в скважинах средней глубины, в том числе двух- и трехколонной конструкций на месторождениях с мощными пластами.

Бескорпусные разрушающие перфораторы типов КПР и ПР рекомендуют применять в скважинах средней глубины малого диаметра или при наличии местных сужений в колонне для получения одновременно большого количества отверстий. Скважины должны иметь зумпф достаточной глубины для осаждения осколков.

При депрессии пласт перфорируют в скважинах, оборудованных фонтанной арматурой и заполненных облегченной жидкостью (различные растворы, нефть, дизтопливо или газ). Иногда для обеспечения депрессии снижают уровень жидкости в скважине. Перфорация пластов в условиях депрессии предотвращает попадание скважинной жидкости в призабойную зону и ухудшение ее естественной проницаемости. Поэтому достигается увеличение производительности скважины при сравнительно невысокой плотности перфорации.

Перфорацией пластов при депрессии достигается и существенный экономический эффект, так как не нужны повторные спуски НКТ для освоения скважин.

Перфорацию пластов при депрессии рекомендуют применять в следующих случаях: снижение проницаемости ПЗП при бурении или ремонтных работах; перфорация при репрессии не обеспечивает гидродинамической связи скважины с пластом; аномально низкое или аномально высокое пластовое давление; низкое пластовое давление на поздних стадиях разработки месторождения.

Перфораторы типа ПР рекомендуют применять в условиях газовой среды или низкого гидростатического давления, а также при необходимости спуска геофизических приборов для исследования и контроля за разработкой месторождения и перфорации следующего интервала без глушения предыдущего.

Перфораторы типа ПНКТ1 рекомендуют применять в следующих случаях: необходимость большой глубины пробиваемых каналов (сильная загрязненность ПЗП, двух- и трехколонная конструкция скважин) и перфорации разобщенных пластов толщиной 50 м и более; недопустимость воздействия взрыва на обсадную колонну и цементный камень; отсутствие зумпфа; сильно искривленные и наклонно направленные скважины; труднодоступные районы, в которых доставка подъемника с кабелем и лубрикатора с мачтой, требуемых для перфораторов типа ПР, затруднена.

Перфораторы типа ПНКТ можно применять в глубоких скважинах

с высокими давлениями и температурой. Эти перфораторы нельзя использовать для работы в условиях гидростатического давления ниже 5 МПа, в газовой среде, в скважинах, в которые необходимо спускать приборы для контроля за разработкой месторождения.

Пулевые перфораторы выбирают с учетом требуемого пробивного действия, давления и температуры в скважине, минимального проходного диаметра в колонне труб, толщины перфорируемого пласта.

В породах с прочностью на сжатие 100—200 МПа способность пуль образовывать каналы резко снижается.

Перфораторы ПВН90 и ПВН90Т (термостойкий) рекомендуют использовать в одно- и двухколонной конструкциях скважин с внутренним диаметром колонны 117,5—140 мм и более.

Перфораторы ПВТ73 и ПВК70 рекомендуют применять и в скважинах трехколонной конструкции при внутреннем диаметре колонны 117,5—140 мм. Обычно их применяют в скважинах с внутренним диаметром 98—117,5 мм.

Применение перфоратора ПВТ73 предпочтительнее в условиях пород пониженной прочности, где его производительность в два раза выше.

Плотность перфорации в осложненных условиях увеличивают в 1,5—2 раза (но не более 10 отв/м).

ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ДОСТРЕЛА И ПЕРЕСТРЕЛА ПЛАСТОВ

Работы по дострелу и перестрелу пластов начинают с подготовки скважины в соответствии с существующими нормативно-техническими документами. Подготовку скважины производит промысел. Особое внимание обращают на состав и уровень жидкости в скважине, результаты шаблонирования колонны и оборудование устья скважины, а также на подготовку площадок для установки на них подъемника и лаборатории.

Подъемник устанавливают у скважины так, чтобы кабель, идущий к устью скважины, был перпендикулярным к оси барабана лебедки. Подъемник должен прочно удерживаться на площадке тормозами и подкладками под колеса. Лабораторию устанавливают в 20—30 м от подъемника, зданий и сооружений и сразу же заземляют.

При необходимости осуществляют пробный спуск в скважину кабеля с контрольным аппаратом или шаблоном. Это делают для проверки проходимости колонны, проверки длины кабеля и его разметки, проверки локатором меток муфт, замков, отбивки забоя и т. д. Скорость спуска и подъема шаблона должна быть не более 7 000 м/ч.

Определяют интервалы дострела и перестрела пластов по данным геофизических исследований, так как неточности могут привести к перфорации непродуктивного или водоносного пласта и последующим дорогостоящим ремонтным работам. Глубины отсчитывают от «точки отметки глубин» или точки отсчета (например, с колонного фланца).

При спуске кабеля глубины определяют отсчетом меток на кабеле, отбивкой локатором муфт, замков и меток в колонне и наблюдением по

счетчику глубин. Показания глубины по меткам и счетчику не должны отличаться больше допустимой ошибки показаний счетчика.

Порядковые номера контрольных меток, устанавливаемых через 100, 200, 300 м и более, и соответствующие им показания счетчика глубин записывают в акт промера кабеля на скважине.

Перед спуском контрольного аппарата (или самого перфоратора) в скважину на кабеле совмещают первую метку с точкой отсчета или отметки глубин и на счетчике глубины устанавливают нуль.

Перед спуском в скважину перфоратор проверяют в безопасном месте (бронеящике, углублении в земле, у прочной перегородки и т. д.).

После окончания подготовительных работ и проверки оборудования и приборов перфоратор присоединяют к кабелю, предварительно проверив отсутствие напряжения в нем.

Скорость спуска и подъема перфораторов устанавливают в зависимости от их типа, технического состояния скважины, плотности и вязкости скважинной жидкости и т. п. Предельно допустимая скорость спуска кумулятивных корпусных и пулевых перфораторов составляет 7 200 м/ч, кумулятивных разрушающихся перфораторов — 5 000 м/ч, кумулятивных ленточных перфораторов — 3 600 м/ч. Предельная скорость подъема всех отстрелянных перфораторов составляет 8 000 м/ч. Скорость спуска и подъема перфораторов при прохождении через фильтры, сужения, переходники, нарушения колонн, уровни жидкости и другие сложные участки снижают в два раза.

Движение перфоратора в скважине контролируют по натяжению кабеля или сигналам специальных аппаратов, спускаемых одновременно с перфоратором (прихватоопределитель, локатор муфты).

Перфоратор устанавливают в планируемом интервале несколькими способами: по счетчику глубин; меткам на кабеле, нанесенным в результате промера лентой; естественному или искусственному радиоактивному реперу; муфтам, патрубкам, магнитным реперам. Оптимальный способ выбирают в зависимости от типа перфоратора и геолого-технических условий в скважинах. Эффективной считают установку перфоратора в скважине по магнитному реперу, обеспечивающему погрешность не более 0,2 м.

О срабатывании перфоратора в скважине судят по приборам наземных панелей (движение стрелки, мигание сигнальной лампочки), выбросу или всплеску жидкости из устья, сотрясению кабеля, звуковому эффекту, изменению сопротивления взрывной цепи.

Подъем перфоратора начинают на малой скорости и, убедившись в отсутствии прихвата, постепенно переходят на допустимую скорость. Во время подъема следят за натяжением кабеля, показаниями счетчика глубин и индикаторных приборов, метками на кабеле. На глубине 100 м от устья скорость подъема снижают в два раза, при появлении первой метки (предупредительной) переходят на самую малую скорость, при появлении второй метки (сигнальной) подъем производят при сброшенном газе.

Для снижения температуры и давления оставшихся в перфораторе газов и жидкости до безопасного уровня перед извлечением на поверх-

ность перфоратор несколько минут держат в устье скважины. При извлечении перфоратора из устья у скважины могут находиться только руководитель взрывных работ, лица, допущенные к производству этих работ, и персонал, обслуживающий подъемные механизмы.

Перед спуском в скважину перфоратора на трубах последние тщательно проверяют и шаблонируют. Перфоратор на трубах спускают плавно, без резких остановок и торможений. Перфоратор устанавливают в планируемом интервале путем тщательного промера труб или геофизических исследований с использованием естественных и искусственных реперов. Оборудуют устье скважины, при необходимости заменяют скважинную жидкость на облегченную, понижают ее уровень. Для приведения в действие ударного механизма срабатывания перфоратора внутрь колонны труб вбрасывают шар и проталкивают его с помощью насосного агрегата или компрессора.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДОСТРЕЛА И ПЕРЕСТРЕЛА ПЛАСТОВ

Эффективность дострела и перестрела пластов оценивается путем сравнения коэффициентов продуктивности скважины (при наличии гидродинамических исследований) или сравнения ее дебитов (приемистости) до и после проведения перфорации.

Если перфорация осуществлена эффективно, то после дострела производительность скважины увеличивается, так как подключается в работу дополнительная нефтенасыщенная толщина пласта.

После перестрела пластов однозначное определение эффективности проведенных работ иногда затрудняется. Например, если перестрел пласта осуществляют после проведения РИР по отключению нижнего пласта с задавливанием в него тампонажного материала без пакера, то для определения эффективности перестрела верхнего пласта необходимо иметь данные о продуктивности (производительности) только этого пласта до РИР. А такие данные при совместной эксплуатации нескольких пластов часто отсутствуют. Тогда эффективность перестрела определяют косвенными методами путем анализа геолого-промыслового материала (толщина пласта, работа соседних скважин по этому же пласту и др.)

ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

Работники промыслово-геофизических предприятий и партий должны знать и соблюдать правила обращения со взрывчатыми веществами и технической эксплуатации прострелочной и взрывной аппаратуры, подъемников и зарядных мастерских.

Непосредственно по скважине необходимо строго соблюдать правила спуска перфораторов в устье, извлечения из скважины отказавших перфораторов и их разрядки.

При работах на скважинах надо также строго соблюдать установленные сигналы. Их подает ответственное за взрывные работы лицо в следующем порядке.

Первый сигнал является предупредительным и заключается в подаче команды «Приготовиться!» или одного продолжительного звука свистка, рожка, сирены и т. д. По этому сигналу все люди, не занятые взрыванием, должны удалиться в безопасное место, а на подходах к скважине должны быть выставлены посты охраны.

Второй сигнал является боевым и заключается в подаче команды «Включаю!» или двух продолжительных звуков свистка, сирены и т. д. По этому сигналу во взрывную цепь включают ток.

Третий сигнал заключается в подаче команды «Отбой!» или трех коротких звуков свистка, сирены и т. д. Этот сигнал, который подают после проверки устья скважины, разрешает приступить к последующей работе.

Движущиеся части механизмов подъемника должны быть ограждены защитным кожухом или сеткой.

Кабель на барабан лебедки необходимо наматывать при помощи водильника; приближаться к движущему кабелю и браться за него руками запрещается.

Необходимо помнить, что для человека смертельно опасен ток даже силой 0,1 А. Поэтому электрические приборы и оборудование должны быть защищены от случайного прикосновения.

Все приборы и электродвигатели подъемников и лабораторий через раму автомобиля заземляют при помощи провода и металлического стержня. Заземляют также металлическую обшивку кузова подъемника и лаборатории.

Подключение подъемников и лабораторий к источникам тока должно производиться электромонтером промысла или под руководством и наблюдением ответственного лица.

При поражении электрическим током пострадавшему необходимо немедленно оказать первую помощь — удалить из-под напряжения и делать искусственное дыхание.

Все работники промыслово-геофизических предприятий и партий должны знать правила пожарной безопасности, расположение средств пожаротушения и правила пользования ими, обязанности на случай пожара или аварии.

В перфораторных подъемниках должны находиться первичные средства пожаротушения (огнетушитель, лопата, ведро и т. д.), которые не должны использоваться для других целей.

Нельзя пользоваться открытым огнем (костром, фонарем) на расстоянии не менее 15 м от скважины и 10 м от подъемника и лаборатории.

ПРИОБЩЕНИЕ ПЛАСТОВ

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Многие месторождения СССР многопластовые. Например, на Арланском месторождении установлено шесть продуктивных пластов, на месторождении Узень в каждом из шести горизонтов содержится от 9 до

12 пластов, на Самотлорском месторождении выделено пять пластов и т. д.

В процессе разработки многопластовых месторождений пласты объединяют в объект.

На практике пласты разрабатывают раздельно, одновременно-раздельно и совместно.

Раздельная разработка предусматривает последовательную разработку нескольких пластов единой сеткой добывающих и нагнетательных скважин. Например, сначала вырабатываются запасы нефти из высокопродуктивных нижних пластов. Затем, по мере обводнения, их отключают из эксплуатации и начинают разрабатывать малопродуктивные верхние пласты (может быть и обратный порядок расположения пластов).

При раздельной разработке предусматривается достижение максимальной нефтеотдачи в малопродуктивных пластах. Однако раздельную разработку не всегда можно осуществлять по геолого-техническим и экономическим причинам.

При одновременно-раздельной разработке пласты с различными фильтрационными характеристиками эксплуатируются в одной общей скважине при разных забойных давлениях с помощью специального оборудования ОРЭ. В случае сохранения количества скважин на том же уровне, что и при совместной разработке, увеличивается охват эксплуатационного объекта разработкой и выравниваются скорости выработки пластов.

Одновременно-раздельная разработка не имеет широкого распространения, так как часто глинистые пропластки, разделяющие продуктивные пласты, маломощны, наблюдается негерметичность цементного кольца, а также отсутствуют надежные пакеры. Однако в последнее время расширяются объемы раздельного закачивания воды в водонагнетательных скважиных при совместной эксплуатации объектов в добывающих скважинах. Такую разработку называют комбинированной, в ней присутствуют элементы и одновременно-раздельной, и совместной разработки.

При совместной разработке несколько пластов эксплуатируются единой сеткой добывающих и нагнетательных скважин. При совместной разработке многопластовых месторождений сокращается количество скважин и повышается эффективность разработки.

Например, путем увеличения числа совместно разрабатываемых пластов один и тот же дебит получают при меньших депрессиях. Это, в свою очередь, приводит к удлинению фонтанного периода работы пласта, уменьшению глубины спуска насосного оборудования, степени разрушения слабосцементированных пород и возможности прорыва посторонних вод в скважину и т. д.

Не рекомендуют объединять пласты с различной литологической характеристикой (например, пласты с трещиноватыми карбонатными породами или терригенными отложениями — песчаниками). Допустимо совмещать пласты с разницей в проницаемости пород в 2—3 раза, если известные методы поддержания давления позволяют выравнивать темпы их выработки. Пласты с высоковязкой нефтью, большим различием в давлениях насыщения нефти газом, значительным содержанием парафина и сернистых соединений в нефти также не рекомендуют объединять в один объект с другими горизонтами.

При совместной разработке нескольких пластов теряется ряд положительных качеств раздельной эксплуатации каждого из них. Например, при самостоятельной разработке пластов максимально возможная добыча нефти намного превышает суммарный дебит этих же пластов при объединении их в один объект эксплуатации. Это объясняют различием допустимых депрессий давления между забоями скважин и пластами объекта. При совместной эксплуатации забойные давления устанавливают по какому-либо одному признаку или нескольким признакам, ограничивающим отбор нефти. Например, к таким признакам относят разрушение слабосцементированных пород одного из пластов, повышенное значение давления насыщения нефти газом в другом пласте, близость газонефтяного или водонефтяного контактов и т. д. Из-за перечисленных различий в свойствах отдельных пластов устанавливают значительно меньше депрессии по сравнению с допустимыми величинами для других объединяемых пластов.

Снижение дебитов жидкости (нефти) в добывающих скважинах объясняют также следующей причиной.

В начале разработки закачивание воды отсутствует. Поэтому пластовые давления во всех пластах объекта снижаются. С началом закачивания вода в основном поступает в пласты с лучшими коллекторскими свойствами. При этом, благодаря меньшей потере давления при одинаковых расстояниях между скважинами, пластовое давление в указанных пластах повышается быстрее. В пластах с ухудшенными коллекторскими свойствами вблизи нагнетательных скважин имеются большие перепады давления. Поэтому происходит быстрое снижение приемистости в этих пластах.

В процессе дальнейшей эксплуатации объекта возрастает забойное давление в добывающих скважинах (до величин, превышающих пластовое давление в пластах с неблагоприятными коллекторскими свойствами). В этих условиях все большее значение приобретают реологические свойства нефти (способность течь). Описанные причины постепенно приводят к полному отключению из разработки пластов с ухудшенными коллекторскими свойствами.

Совместная разработка пластов в целом приводит к снижению коэффициента нефтеотдачи, увеличению объемов попутно добываемой воды и т. д. При этом наименьшая выработка наблюдается в пластах с ухудшенными коллекторскими свойствами.

Поэтому на поздней стадии разработки месторождений (и в самом начале разработки новых месторождений) целесообразно разукрупнять объекты разработки.

Разукрупнение — уменьшение числа эксплуатируемых пластов. Для этого должны проводиться работы по изоляции обводненных пластов. Серьезные трудности имеются в изоляции верхних и промежуточных пластов.

Считают, что пока не разработаны окончательные критерии выбора объекта. Поэтому все еще широко применяют совместную разработку пластов.

Приобщение пластов производят на основании проектов совместной разработки многопластовых месторождений.

Приобщение пластов — это вскрытие перфорацией другого пласта, принадлежащего разрабатываемому или еще неразрабатываемому объектам, находящегося выше или ниже по отношению к уже перфорированному пласту (или пластам).

В соответствии с проектом разработки в процессе эксплуатации скважин приобщение пластов может производиться специально. В этом случае после подъема глубинного оборудования производятся геофизические исследования по определению насыщенности пластов, представляющих объекты приобщения. При минерализации воды более 50 мг/л рекомендуют проводить исследования импульсными нейтронными методами. Если пласты заводняются низкоминерализованной водой, то целесообразно использовать единственный метод — термометрию. Термометрия позволяет оценить изменение насыщения пласта при подходе охлажденного фронта закачиваемой воды.

На основании геофизических исследований уточняют интервал и производят перфорацию приобщаемого пласта (или пластов). Затем определяют величины пластового и забойного давлений, коэффициенты продуктивности и проницаемости. Для оценки работающих интервалов перфорированных пластов применяют глубинный дебитомер (в добывающих скважинах) или расходомер (в нагнетательных скважинах). По полученным профилям притока или поглощения принимают решение о необходимости обработки призабойной зоны пластов. Для оценки результатов обработки записывают профили притока (приемистости). Исследования глубинным дебитомером проводят при дренировании пластов компрессором (в нефонтанирующих скважинах), а глубинным расходомером — при закачивании воды от водовода кустовой насосной станции. По данным исследований добывающих скважин подбирают типоразмер насосного оборудования и глубину его спуска.

В нагнетательных скважинах также желательно проведение исследований высокочувствительным термометром для оценки сообщаемости между различными перфорированными пластами по заколонному пространству, а также перетока закачиваемой воды в непродуктивные пласты. При обнаружении перетоков проводят ремонтно-изоляционные работы РИР. Если переток закачиваемой воды происходит ниже самого нижнего интервала перфорации, то изоляционный материал задавливают в этот же интервал через пакер, установленный выше верхних отверстий перфорации нижнего интервала без оставления моста. Вид, рецептуру и объем изоляционного материала выбирают в зависимости от приемистости тампонируемого интервала. Затем повторно проводят исследование высокочувствительным термометром. При необходимости самый нижний интервал перфорации дополнительно осваивают.

Изоляционные работы по ликвидации перетока закачиваемой воды выше самого верхнего интервала перфорации проводят после временного отключения всех нижних интервалов перфорации. Изоляционный материал задавливают через верхний интервал перфорации или же через специальные отверстия, перфорированные выше этого интервала. В

последнем случае все перфорированные пласты временно отключаются.

Если переток воды наблюдается в промежуточных пластах, разделенных друг от друга достаточной перемычкой, изоляционные работы могут проводиться с использованием двойного разбуриваемого пакера.

Часто приобщение пластов проводят одновременно с различными ремонтными работами или обработкой пластов. В этом случае перфорацию приобщаемого пласта производят после проведения основного вида запланированных работ. Виды и объем исследований аналогичны описанным выше.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИОБЩЕНИЯ ПЛАСТОВ. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

При глубинных исследованиях эффективность работ по приобщению пластов определяют по изменению коэффициента продуктивности скважины. Если глубинные исследования перед приобщением пластов в данной скважине не проводилось, то эффективность работ может быть оценена путем сравнения коэффициентов продуктивности данной скважины с соседней или же на основании другого геолого-промыслового материала.

При полном отсутствии исследований эффективность приобщения пластов определяют сравнением дебитов до и после проведения работ.

Долю участия приобщаемого пласта в общей добыче жидкости (нефти) из всех перфорированных пластов определяют по профилю отдачи.

Во время приобщения пластов проводятся перфорация, различные гидродинамические и геофизические исследования, обработка призабойной зоны и ремонтно-изоляционные работы под давлением. Поэтому при приобщении пластов должны соблюдаться те же правила техники безопасности и выполняться те же противопожарные мероприятия, которые характерны для прострелочно-взрывных операций и работ по обработке пластов (см. соответствующие разделы).

ГЛАВА 7

МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ОТЛОЖЕНИЕМ НЕОРГАНИЧЕСКИХ СОЛЕЙ, АСФАЛЬТО-СМОЛИСТЫХ ВЕЩЕСТВ И ПАРАФИНА В СКВАЖИНАХ

ОТЛОЖЕНИЯ НЕОРГАНИЧЕСКИХ СОЛЕЙ

Состав отложений в различных нефтедобывающих районах разнообразен: сульфаты кальция $CaSO_4$, бария $BaSO_4$, стронция $SrSO_4$, а также карбонаты кальция $CaCO_3$, магния $MgCO_3$ и другие соли.

Тип отложений характеризуют по преобладающему содержанию (до 80%) одного из компонентов. Например, к гипсовым отложениям от-

носят осадки с преобладающим содержанием $CaSO_4 \cdot 2H_2O$, к карбонатным — с преобладающим содержанием $CaCO_3$ и т. д.

Очень часто отложения по составу являются более сложными и включают в себя нерастворимые примеси (глинистые частицы, кварц и др.) и органические компоненты пластовых нефтей (водорастворимые нефтяные кислоты и их соли).

Иногда на одних и тех же месторождениях состав отложений изменяется, что объясняют изменением состава попутно добываемой воды в процессе разработки месторождений.

ПРИЧИНЫ ОБРАЗОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ НЕОРГАНИЧЕСКИХ СОЛЕЙ

Выпадение в осадок любого вещества из водного раствора происходит тогда, когда концентрация этого вещества (или ионов в растворе) превышает свою равновесную (предельную) концентрацию (предел растворимости).

Например, если к предельно насыщенному раствору сульфата кальция $CaSO_4$ добавить хорошо растворимый сульфат калия K_2SO_4, то концентрация ионов SO_4^{2-} увеличится, и равновесие сместится в сторону образования кристаллов $CaSO_4$. В этом случае ионы Ca^{2+} и SO_4^{2-} будут уноситься из раствора и образовывать кристаллический осадок.

Сульфат кальция. Образование отложений сульфата кальция объясняют двумя группами причин. Во-первых, отложение сульфата кальция на нефтепромысловом оборудовании (НПО) происходит вследствие увеличения содержания сульфат-ионов в нагнетаемых пресных и сточных водах при их движении по пласту между нагнетательной и добывающей скважинами, а также вследствие изменения растворимости осадкообразующих ионов из-за изменения давления и температуры при подъеме жидкости с забоя скважины на поверхность. Увеличению содержания сульфат-ионов в попутно добываемой воде способствуют следующие факторы:

выщелачивание (растворение) минералов из пород-коллекторов;

окисление сульфидов (например, пирита FeS_2), содержащихся в песчаниках, алевролитах и карбонатных породах, кислородом, растворенным в нагнетаемых водах;

использование для нагнетания в пласт пресных и сточных вод повышенной сульфатности;

поступление высокосульфатных вод из выше- и нижележащих водоносных горизонтов по негерметичному цементному кольцу;

влияние погребенных (остаточных) вод повышенной сульфатности.

Во-вторых, сульфат кальция отлагается при смешении вод, химически несовместимых друг с другом. Совместимость вод означает способность их смеси сохранять в течение длительного времени постоянный химический состав, не выделяя из раствора твердые соединения.

Например, причину отложения гипса объясняют смешением пластовой хлоркальциевой воды с пресной или сильно опресненной водой, насыщенной сульфатами. Воды могут поступать на забой скважины из различных пропластков и даже пластов в условиях их совместной эксплуатации.

Эти воды отличаются по солевому составу: одни из них больше насыщены сульфатами, другие — ионами кальция. В результате смешения таких вод раствор оказывается пересыщенным по отношению к сульфату кальция, который и выпадает в виде твердого осадка.

Высокоминерализованные пластовые воды не могут выщелачивать (растворять) породообразующие минералы. При смешении таких вод, поступающих даже из различных пропластков и пластов, осадкообразование не происходит.

Сульфаты бария и стронция. Сульфат бария (барит) и сульфат стронция (целестин) — плотные и твердые осадки.

В глубоких подземных водах нефтяных месторождений водорастворимые соли бария и стронция встречаются часто. Концентрация ионов бария в них 50—150 мг/л, иногда 600 мг/л. В таких водах сульфат-иона очень мало. Вода с концентрацией сульфат-иона более 400—500 мг/л не может содержать заметного количества бария, так как последний весь выпадает в осадок в виде барита.

Сульфат бария является одним из наименее растворимых веществ. Например, в дистиллированной воде при 25° С растворяется всего 0,0023 г/л барита. Это в 900 раз меньше растворимости гипса.

Наиболее высокие концентрации бария (более 400 мг/л) встречаются только в водах с высокой пластовой температурой и неизвестны в подземных водах с температурой ниже 50° С.

Если в поверхностных условиях из вод не выделяется осадок барита, то воды останутся стабильными и при повышенной температуре в пластовых условиях. По этой причине нагнетание воды, насыщенной баритом в поверхностных условиях, не вызывает особых осложнений. Однако, недосыщенная в пластовых условиях баритом вода при подъеме на поверхность и снижении температуры и давления может оказаться перенасыщенной баритом и выделять его осадок. Поэтому для выяснения причин образования отложений барита надо учитывать влияние температурных условий.

Осадки барита на стенках НКТ и нефтепромысловом оборудовании обладают повышенной радиоактивностью. Это, с одной стороны, облегчает обнаружение отложений барита, но с другой — накладывает особую ответственность по соблюдению мер безопасности.

В водах нефтяных месторождений стронций обычно встречается вместе с барием. Количество стронция достигает 800 мг/л, иногда 1 500 мг/л. В дистиллированной воде при температуре 25° С растворяется 0,144 г/л сульфата стронция. Это в 18 раз меньше растворимости гипса, но заметно больше растворимости барита.

Растворимость $SrSO_4$ в зависимости от минерализации растворов, не имеющих с ним общих ионов, занимает промежуточное положение между значениями растворимости $CaSO_4$ и $BaSO_4$.

Обычно отложения $BaSO_4$ и $SrSO_4$ на нефтепромысловом оборудовании встречаются совместно. Они обнаруживаются на нефтяных месторождениях Предкавказья и Мангышлака. Причины выпадения осадков барита и целестина во многом общие и заключаются в смешивании подземных пластовых вод хлоркальциевого типа с нагнетаемой пресной или морской водой, являющейся источником сульфат-ионов.

Карбонаты кальция и магния. Образование отложения карбоната кальция также объясняют двумя группами причин. Первая из них заключается в насыщении попутно добываемых вод солеобразующими ионами из-за влияния следующих факторов.

1. Агрессивность нагнетаемых вод, обусловливаемая повышенным содержанием растворенного диоксида углерода CO_2. К таким водам относят воды рек и озер с болотным питанием. Агрессивные воды растворяют карбонатные составляющие пород продуктивного пласта.

2. Переход диоксида углерода из пластовой нефти в нагнетаемую воду. Это происходит тогда, когда в пласт нагнетают воду, обедненную CO_2. В результате контакта «нефть—вода» CO_2 переходит из нефти в нагнетаемую воду. Причем в пресные воды с низкой температурой CO_2 переходит в большей степени. Обогащенные CO_2 воды растворяют значительное количество карбонатов и формируют в пласте зоны гидрокарбонатно-натриевых вод $NaHCO_3$, несовместимых с хлоркальциевыми водами.

3. Влияние погребенных (остаточных) вод. Например, на некоторых месторождениях погребенная вода является гидрокарбонатно-натриевой, тогда как пластовая законтурная вода имеет хлоркальциевый тип.

4. Растворение карбонатных составляющих пород продуктивного пласта нагнетаемыми пресными водами.

5. Смешение несовместимых вод из различных пропластков на забое добывающих скважин.

Практикой эксплуатации обводненных скважин, в которых происходит отложение солей, установлено, что образование карбонатных солей объясняется неоднородностью коллектора и различной скоростью движения начальных фронтов вод по отдельным пропласткам.

Отсутствие же отложения солей на НПО в начальный период обводнения скважины объясняют прорывом нагнетаемой воды по одному из высокопроницаемых пропластков.

Отсутствие солей в скважинах, обводнившихся законтурной и подошвенной водой, объясняют одинаковой степенью минерализации этих вод.

Вторая группа причин кристаллизации и отложения карбонатных солей из попутно добываемых вод заключается в нарушении карбонатного равновесия, что приводит к уменьшению растворимости карбоната кальция в воде.

Уменьшение растворимости $CaCO_3$ при движении попутно добываемых вод по стволу скважины, а затем по системе сбора обусловливается следующими факторами.

1. Снижение давления, приводящее к выделению из воды растворенного газа и CO_2. Это вызывает частое отложение кальцита на стенках НКТ выше глубины разгазирования жидкости или выше места подачи газа в газлифтных скважинах.

2. Увеличение температуры жидкости в УЭЦН или в интервале расположения погружного электродвигателя, которое приводит к интенсивному отложению карбоната кальция.

В обводненных нефтяных добывающих скважинах по мере подъема продукции снижается ее температура (растворимость $CaCO_3$ увеличивается) и уменьшается давление (растворимость $CaCO_3$ уменьшается). Поэтому

при выяснении причин отложения $CaCO_3$ в нефтяных добывающих скважинах и далее в технологических линиях рассматривают совместное проявление этих двух противоположно действующих факторов.

3. Разгазирование нефти и попутно добываемой воды и переход CO_2 в газовую фазу. В этом случае повышается концентрация растворенных солей в воде и могут создаваться условия для образования солеотложений на поверхности оборудования. Испарение воды играет заметную роль при малой обводненности продукции скважин, высоком газовом факторе пластовой нефти и при газлифтном способе добычи нефти.

Из других физико-химических свойств воды на растворимость $CaCO_3$ значительно влияет водородный показатель pH среды.

В кислотной среде ($pH < 7$) растворимость $CaCO_3$ значительно больше, чем в щелочной ($pH > 7$). Это связано с тем, что растворимость CO_2 также зависит от pH водных растворов: чем кислее среда, тем больше в ней может быть растворено CO_2.

При эксплуатации нефтяных месторождений иногда встречаются осадки карбоната магния $MgCO_3$, образование которого происходит аналогично образованию $CaCO_3$.

Растворимость $MgCO_3$ в дистиллированной воде почти в 4 раза больше растворимости $CaCO_3$. Как и для кальцита, растворимость $MgCO_3$ увеличивается с увеличением содержания CO_2 и уменьшается при повышении температуры.

Обычно магнийсодержащие природные воды содержат и кальций. Любое нарушение равновесия в воде, связанное с уменьшением растворимости $MgCO_3$, будет также уменьшать и растворимость $CaCO_3$. Однако карбонат кальция менее растворим и первым начнет выпадать в осадок. Это, в свою очередь, приведет к соответствующему снижению содержания карбонат-ионов в растворе. Поэтому пластовые воды, содержащие кальций и магний, обычно выделяют осадки карбоната кальция. Исключение составляет смешивание вод, одна из которых находится в равновесном состоянии по отношению к ионам Ca^{2+}, Mg^{2+}, CO_3^{2-}, а другая обогащена магнием. В этом случае $MgCO_3$ может выпасть в осадок раньше $CaCO_3$.

При температуре выше 82° С $MgCO_3$ разлагается с образованием гидроксида магния $Mg(OH)_2$.

Если из подземных вод выпадают и сульфатные и карбонатные соли, то наблюдается их четкое разделение: в НКТ (особенно в нижней половине) больше отложений сульфатов кальция и бария, а в наземном оборудовании отлагаются карбонаты кальция и магния. Это объясняют наибольшим влиянием снижения давления на выпадение карбоната кальция. В то же время на растворимость сульфатных солей давление оказывает намного меньшее влияние.

Хлористый натрий. Хлористый натрий (галит, поваренная соль) NaCl — основной солевой компонент почти всех подземных вод.

Хлористый натрий хорошо растворяется в воде. Например, в 1 000 г дистиллированной воды при температуре 30° С растворяется 363 г NaCl. Растворимость NaCl существенно увеличивается с ростом температуры. Влияние давления незначительно, хотя его повышение несколько увеличивает растворимость.

Отложения NaCl встречаются на месторождениях, где пластовые воды представлены высокоминерализованными рассолами. При обводнении этих месторождений пластовой водой отмечаются многочисленные соляные пробки, состоящие почти полностью из чистого галита. Соляные пробки также характерны для газовых скважин, обводняющихся водой с минерализацией 150—250 г/л и более.

Соляные пробки легко удаляются из скважин и трубопроводов при промывке пресной водой. Однако отложения соляных пробок вызывают простои скважин и требуют дополнительных затрат времени и средств для их удаления.

На месторождениях, эксплуатирующихся с применением заводнения, отложения галита встречаются редко.

Основной причиной выпадения NaCl из попутно добываемой воды является снижение температуры и давления.

Наибольшее количество NaCl отлагается в добывающих обводненных скважинах, эксплуатирующихся при давлении ниже давления насыщения нефти газом. В этих условиях попутная вода сильно упаривается из-за того, что часть паров воды уносится нефтяным газом, уменьшаются температура и давление. В результате попутная вода перенасыщается солями, и их кристаллы выпадают в осадок.

Явление упаривания (концентрирования) особенно характерно для газовых скважин. Упаривание попутной минерализованной воды в стволе работающих газовых скважин приводит к изменению растворяющей способности газа. Вода становится настолько концентрированным раствором, что из него начинает выпадать NaCl. Снижение растворяющей способности газа обусловливается изменением давления (частично и температуры) в стволе скважины, на забое и в призабойной зоне пласта. Снижение давления увеличивает потенциальную влагосодержащую возможность газа. Поэтому возникает дефицит (нехватка) влаги. Этот дефицит влаги определяют по разности влагосодержания газа при текущих значениях давления и температуры и начальных пластовых их величинах.

Когда концентрация соли в пластовой воде ниже предела растворимости, то упаривание воды не сразу приводит к выпадению соли. Это объясняется тем, что в пластовой воде имеется определенный резерв чистой воды, покрывающий дефицит влаги в газе. После того, как резерва чистой воды не станет, начнется выпадение NaCl.

Таким образом, поступление высокоминерализованной воды в небольших количествах при других равных условиях способствует солеобразованию (так как нет резерва чистой воды). Поступление же маломинерализованной воды и в больших количествах не приводит к солеобразованию (так как имеется большой резерв чистой воды).

Благоприятная обстановка для выпадения NaCl возникает в газовых скважинах, эксплуатирующихся в условиях газового режима на поздней стадии разработки месторождений. В этом случае из-за снижения пластового и забойного давлений образуется особенно большой дефицит влагосодержания. Поступление минерализованной воды в незначительных количествах не может полностью прекратить этот дефицит. Поэтому вода упаривается до выпадения твердого NaCl.

Наоборот, при водонапорном режиме снижение давления незначительное, в скважину поступает много пластовой воды, упаривания которой недостаточно для образования перенасыщенного раствора.

СПОСОБЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЯ НЕОРГАНИЧЕСКИХ СОЛЕЙ

Известны технологические, физические и химические способы предупреждения отложения солей (рис. 32).

Технологические способы

Известно несколько технологических способов предупреждения отложения солей: выбор вод для заводнения; изоляция притока воды в добывающих и регулирование профиля приемистости в водонагнетательных скважинах; применение раздельного отбора и сбора жидкости; применение хвостовиков, устанавливаемых ниже приема скважинного штангового насоса.

Первые три способа предупреждают отложение солей за счет ограничения или исключения возможности смешения вод различного состава.

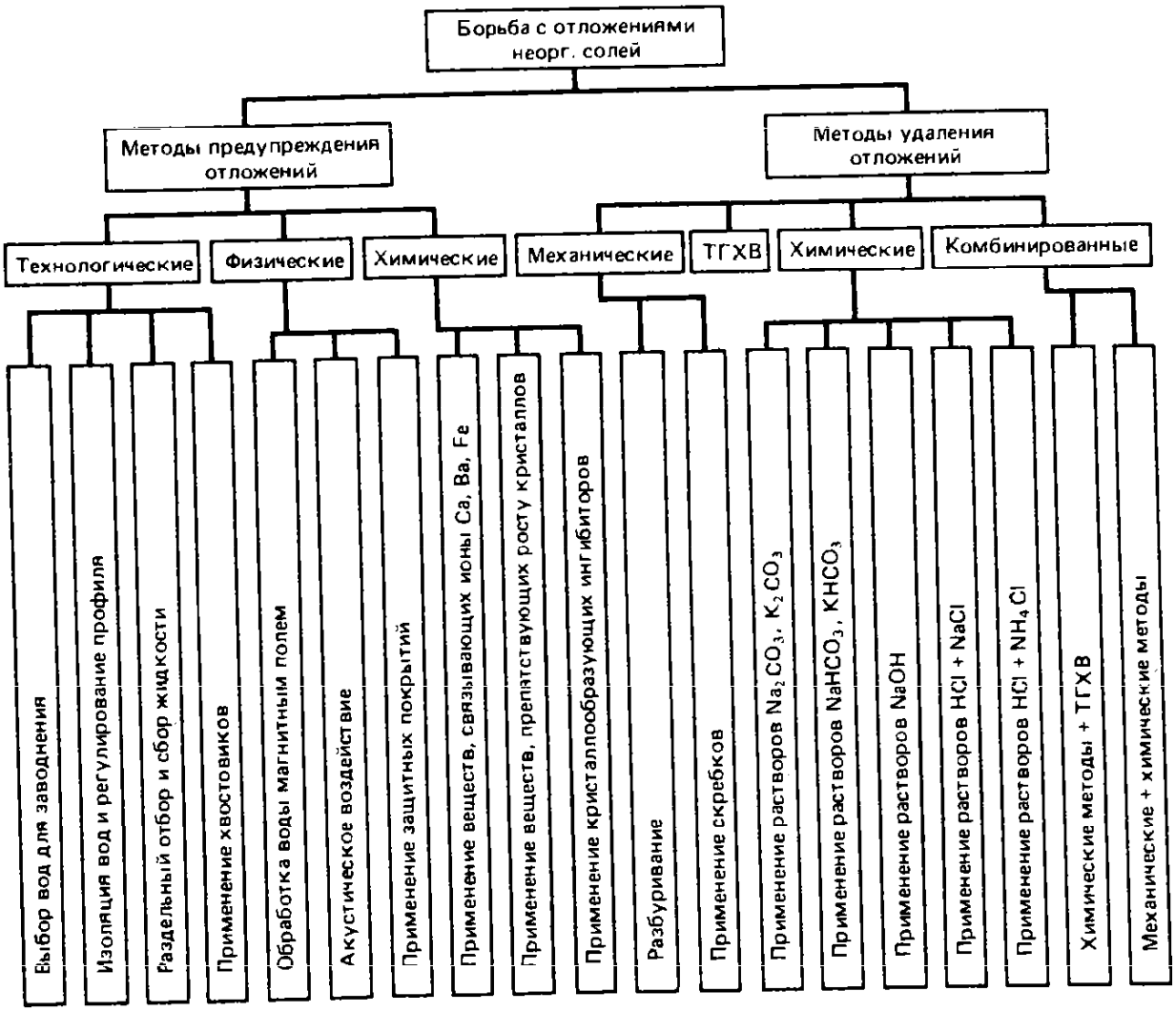


Рис. 32. Классификация методов предупреждения и удаления отложений неорганических солей

При применении хвостовиков исключается скапливание воды в стволе скважины ниже приема насоса, что снижает противодавление на пласт, улучшает приток жидкости к забою скважины и исключает возможность отложения солей на стенках эксплуатационной колонны.

Физические способы

К физическим способам предупреждения отложения солей относятся обработка воды магнитным полем, акустическое воздействие, применение защитных покрытий и др.

Сущность способа обработки воды магнитным полем — пропускание жидкости через одно или несколько магнитных полей. В настоящее время применяют различные конструкции магнитных устройств: МУПС (магнитное устройство против отложений солей); УГПОС (глубинное устройство против отложения солей); МУДС (магнитное устройство для скважин). Отличительной особенностью устройства МУПС является создание многократных последовательных магнитных силовых линий, чередующихся полярностью.

Воздействие магнитного поля определенной напряженности и полярности приводит к изменению структуры растворенных в воде солей при определенной скорости движения воды. Поэтому соли магния и кальция не осаждаются на стенках НКТ в виде твердой кристаллической корки, а выносятся потоком смеси как мелкодисперсный кристаллический «гилам».

Результаты применения магнитной обработки в различных нефтедобывающих районах оказались неоднозначными. Например, этот способ успешно применяется на месторождениях Азербайджана, положительные результаты получены на Шаимском месторождении, в некоторых скважинах на месторождениях Оренбургской области. В то же время магнитная обработка не дала положительных результатов на Самотлорском месторождении и на месторождениях Башкирии.

Неоднозначность результатов применения способа магнитной обработки объясняют тем, что устройство спускается лишь на глубину погружения насоса. Отложения же солей в скважинах наблюдаются начиная с интервала перфорации, а иногда и в призабойной зоне пласта. Лабораторные опыты и промысловая практика показывают, что положительные результаты могут быть получены при обработке воды до начала кристаллизации неорганических солей.

При акустическом воздействии снижают толщину солеотложений. При этом наиболее эффективна частота акустических волн до 16 кГц.

Одна из разновидностей акустического способа — применение роторного гидродинамического преобразователя (РГДП), используемого для предотвращения отложения солей в УЭЦН. Принцип действий устройства РГДП аналогичен принципу действия ГВЗ. РГДП устанавливают вместо одной или нескольких ступеней насоса, что не ухудшает его рабочих характеристик.

Для предупреждения отложения солей применяют также способ покрытия внутренней поверхности НКТ стеклом, эмалями, различными лаками. В СибНИИНП разработан способ нанесения покрытий на рабочие поверхности колес и направляющие аппараты УЭЦН из пентапласта. На Само-

тлорском месторождении испытаны насосы с полиамидными колесами и направляющими аппаратами, покрытыми эпоксидной смолой, фторопластом, пентапластом с графитом и алюминием.

Применение защитных покрытий из пентапласта на Самотлорском месторождении увеличило межремонтный период работы УЭЦН в 2 раза. Однако это покрытие не полностью предупреждает отложения солей, а только снижает интенсивность его роста. Кристаллический осадок солей представляет собой неравномерный слой крупнокристаллической структуры.

УЭЦН с полимерными покрытиями рекомендуют применять в условиях средней интенсивности солеобразования.

Таким образом, физические способы могут использоваться для предупреждения отложения солей только на отдельных объектах или участках нефтепромыслового оборудования. Для предупреждения отложения солей на всем пути движения продукции скважины от призабойной зоны до пунктов подготовки нефти и воды единственным способом является химический, основанный на применении ингибиторов.

Химические способы

При химическом способе предупреждения отложения солей воду обрабатывают различными ингибиторами солеотложения и химическими реагентами. В настоящее время нефтяная промышленность располагает большим ассортиментом реагентов-ингибиторов солеотложения. Наиболее эффективны и широко применяются ингибиторы на основе фосфоновых кислот и полимеров (табл. 39).

При правильном выборе ингибиторов и технологии их применения предотвращается образование отложения неорганических солей на всем пути движения продукции скважины от призабойной зоны до пунктов подготовки нефти и воды. Положительные результаты достигаются тогда, когда обеспечивается постоянное присутствие в минимально необходимом количестве эффективного ингибитора во всей обрабатываемой системе.

Определение совместимости ингибиторов с попутно добываемыми и пластовыми водами. Возможность приготовления растворов ингибитора на попутно добываемой или пластовой водах зависит от его совместимости с этими водами.

Совместимость ингибиторов зависит от содержания иона Ca^{2+} в воде. Методика испытаний заключается в следующем. Испытуемую воду, в которой содержание ионов Ca^{2+} заранее известно, используют в качестве основы для приготовления 1—10%-х растворов ингибитора. Если при приготовлении этих растворов не наблюдается помутнения (выпадения осадка) в течение 24 ч, то ингибитор при данной концентрации считается совместимым с данной водой. В случае образования мути готовят 1—10%-й раствор ингибитора на пресной воде и находят совместимую концентрацию этих растворов с попутно добываемой водой.

Технология применения ингибиторов отложения неорганических солей. Эффективность предупреждения отложения неорганических солей на нефтепромысловом оборудовании зависит не только от ингибитора, но и от технологии его применения.

Таблица 39

Физико-химические характеристики основных ингибиторов

Свойства	Тип ингибитора						
	ИСБ-1	ПАФ-13	ОЭДФ	ДПФ-1	*SP*-181	*SP*-203	Корексит-7647
Тип предупреждаемых отложений	$CaSO_4$ $CaCO_3$	$CaSO_4$ $CaCO_3$	$CaCO_3$	$CaSO_4$ $BaSO_4$ $CaCO_3$	$CaCO_3$ $CaSO_4$	$CaCO_3$ $CaSO_4$ $BaSO_4$	$CaCO_3$ $CaSO_4$ $BaSO_4$ $SiSO_4$
Содержание основного вещества, %	—	22—26	—	20	—	—	—
Агрегатное состояние	Порошок	Жидкость	Порошок	Жидкость	Жидкость	Жидкость	Жидкость
Цвет	Бесцветный	Желтый	Белый	Желто-коричневый	Темно-коричневый	Желтый	Светло-коричневый
Плотность, кг/м^3	—	—	—	1 100	1 130	1 130	1 160
Вязкость, мПа·с	—	Менее 800 (при —40° С)	Менее 80 (при —40° С)	62 (при —50° С)	17 (при +21,1° С)	15 (при +21,1° С)	10 (при +4,5° С)
Температура, °С:							
плавления	210	—	198	—	—	—	—
застывания	—	—28	—0,5	—100	—9	—40	—23,3
вспышки	Не горюч	Не горюч	221	—	> 60	43	80
Термостойкость, °С	Более 100	150	—	—	Более 80	Более 80	260
Предел совместимости с пластовой водой с содержанием Ca^{2+}, мг/л	0,1—5% (раствор до 16 000	2,2% (раствор до 2000)	2,2% (раствор до 2000)	1—2% (раствор до 15 000)	2% (раствор до 4000)	2% (раствор до 1500)	2% (раствор до 5000)
Доза эффективного применения, г/м^3	5—10	10 $CaSO_4$; 15 $CaCO_3$	5—10	5—10 $CaSO_4$; 30—70 $BaSO_4$ 10—30 $CaCO_3$	15—20	15 $CaSO_4$; 30 $CaCO_3$; 30—50 $BaSO_4$	15 $CaSO_4$; 15 $CaCO_3$; 50 $BaSO_4$

При выборе технологии учитывают геологические особенности разрабатываемого месторождения, состав попутно добываемых вод, причины и условия отложения солей, их состав, длительность межремонтного периода работы оборудования, климатические условия и т. д.

В основе технологии применения ингибиторов отложения неорганических солей лежит способ дозирования ингибитора. К выбору способа дозирования предъявляют следующие требования:

надежность и универсальность, т. е. возможность применения при различных способах эксплуатации скважин; возможность защиты скважины и оборудования от отложения солей по всей технологической линии; обеспечение стабильного дозирования реагента; простота технологии и обслуживания; минимальная трудоемкость и металлоемкость; возможность применения при любых климатических условиях; экономичность расходования реагента; безопасность способа для обслуживающего персонала и удовлетворение требованиям охраны недр и окружающей среды.

На промыслах применяют следующие способы дозирования ингибитора отложения неорганических солей: непрерывное дозирование в скважину с использованием поверхностных дозировочных насосов или глубинных дозаторов; периодическая подача ингибитора в затрубное пространство скважины (например, через 3—5 сут); периодическое задавливание ингибитора в призабойную зону пласта; непрерывное дозирование ингибитора в нагнетаемую через систему ППД воду.

Подготовка скважины к обработке ингибитором отложения неорганических солей независимо от выбранного способа его подачи состоит из следующих операций.

1. Шаблонирование НКТ, установление отложений солей и определение их природы. Наличие солей в призабойной зоне пласта определяют косвенным путем — по снижению коэффициента продуктивности скважины.

2. Восстановление коэффициента продуктивности скважины с использованием удалителя отложения неорганических солей или солянокислотной обработки (технология солянокислотных обработок в зависимости от способа эксплуатации скважин, степени поглощения продуктивных пластов и цели обработки приведена в гл. 4). Скважину выдерживают с раствором соляной кислоты в течение двух часов, затем промывают и выводят на режим.

Если солянокислотную обработку скважин, оборудованных УЭЦН, проводят без извлечения НКТ, то при этом сбивают сливной клапан УЭЦН.

Солянокислотную обработку скважин, оборудованных СШН, проводят через НКТ или через затрубное пространство.

При газлифтном способе эксплуатации скважин ее обрабатывают кислотой после прекращения подачи газа в скважину. Газ из затрубного пространства скважины отводят на факел.

Если целью обработки является удаление солей только из НКТ, то раствор соляной кислоты берут в объеме НКТ.

При всех способах эксплуатации скважин эффективность солянокислотной обработки по удалению солей из НКТ определяют шаблонированием, а призабойной зоны пласта — по восстановлению дебита и коэффициента продуктивности.

Если по каким-либо причинам невозможно проведение работ по удалению отложения солей с поверхности оборудования, то его заменяют.

Если предполагается непрерывное дозирование ингибитора через затрубное пространство, то устанавливают хвостовик из НКТ меньшего диаметра со спуском его до интервала перфорации и дозировочный насос на устье скважины.

Способ непрерывного дозирования ингибитора

Непрерывное дозирование ингибитора в затрубное пространство производят с помощью дозировочного насоса, устанавливаемого на устье скважины, и глубинного дозирования.

Дозирование ингибитора через затрубное пространство рекомендуют применять на тех месторождениях, где отложения солей состоят, в основном, из карбоната кальция и начало отложения их в скважинах приходится на уровень погружного насоса или башмака НКТ (Западная Сибирь, Азербайджан).

На месторождениях, где соли откладываются начиная от призабойной зоны и выше, хвостовики из НКТ спускают ниже СШН. Диаметр НКТ определяют по условиям выноса воды с забоя скважины. Длину хвостовика устанавливают с учетом прочности НКТ, если скважина оборудована вставным насосом. При оборудовании скважины невставным насосом масса хвостовика не должна превышать 200 кг.

Схема обвязки насосной скважины при непрерывном дозировании ингибитора отложения солей в затрубное пространство приведена на рис. 33. Аналогичную схему применяют и для обработки фонтанных скважин.

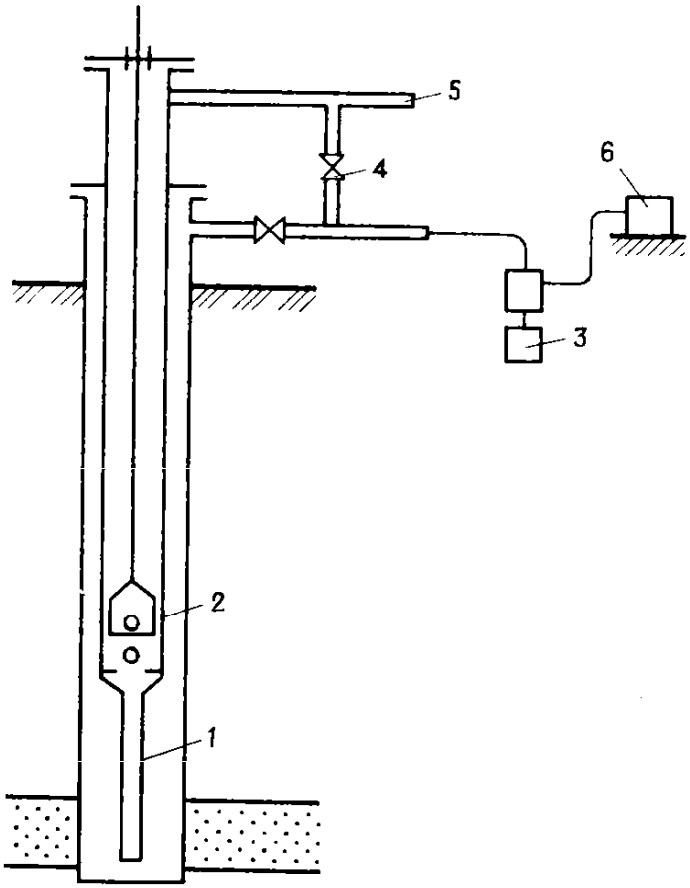


Рис. 33. Схема обвязки насосной скважины при непрерывном дозировании ингибитора отложения солей в затрубное пространство:
1 — хвостовик; 2 — штанговый насос; 3 — дозировочный насос; 4 — обводная линия; 5 — выкидная линия; 6 — резервуар с ингибитором

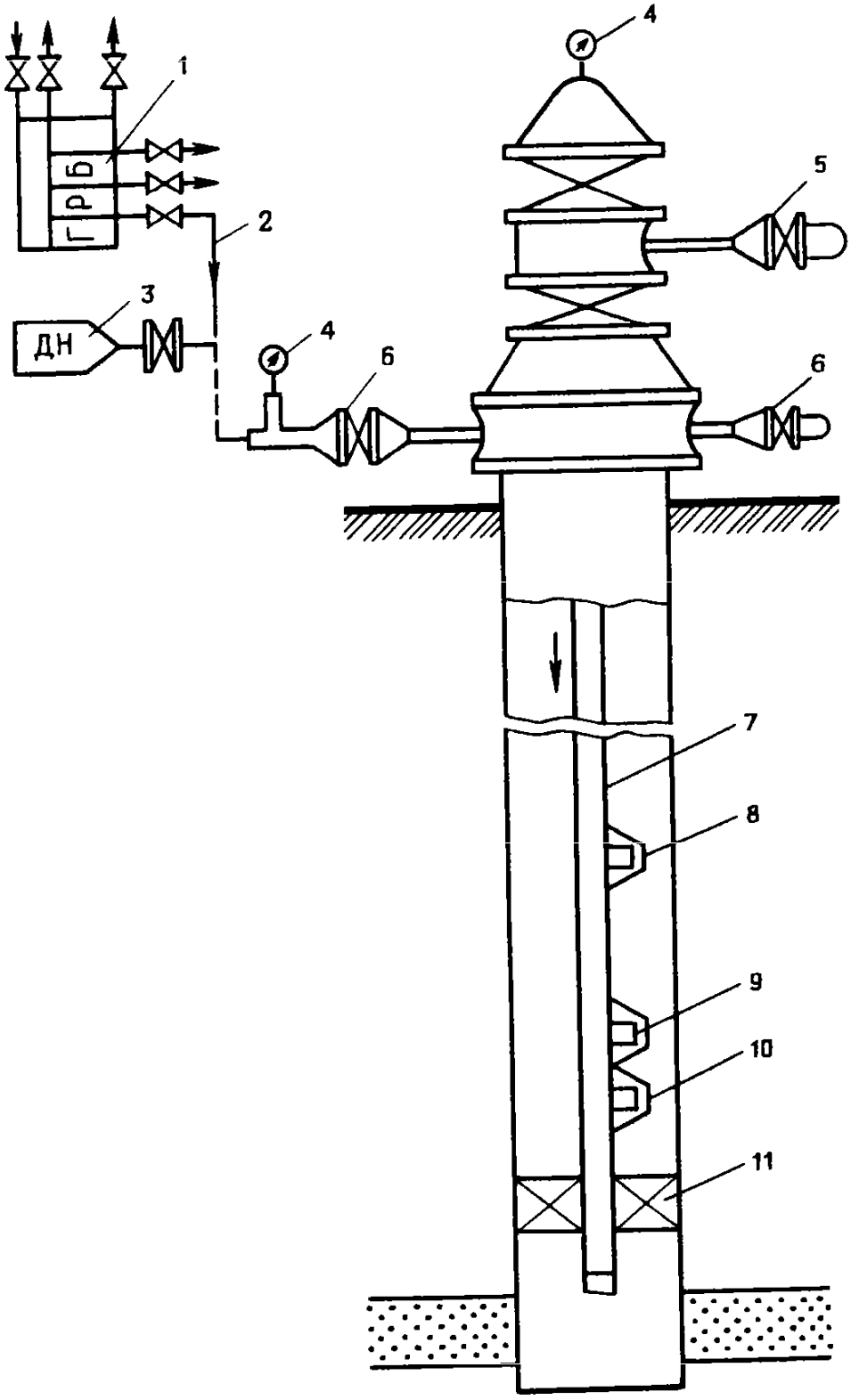


Рис. 34. Схема обвязки газлифтной скважины при непрерывном дозировании ингибитора отложения солей в затрубное пространство:
1 — газораспределительная батарея; 2 — скважинная линия с газом высокого давления; 3 — дозировочный насос; 4 — манометр; 5 — задвижка выкидной линии; 6 — задвижка затрубного пространства; 7 — НКТ; 8, 9 — газлифтные клапаны (8 — пусковой, 9 — рабочий); 10 — циркуляционный клапан; 11 — пакер

В газлифтных скважинах рекомендуют ингибитор подавать в скважинную линию с газом высокого давления после газораспределительных батарей (ГРБ).

Схема обвязки газлифтной скважины при непрерывном дозировании ингибитора отложения солей в затрубное пространство приведена на рис. 34.

Для обеспечения доставки к забою скважины или к приему насоса ингибитор подают в виде 5—10%-го раствора в пресной воде. Если такие растворы нельзя применять из-за низкой температуры окружающей среды, то ингибитор подают в чистом виде в *байпасную линию*, перепускающую часть продукции скважины (до 10%) в затрубное пространство.

Необходимое количество ингибитора отложения неорганических солей для непрерывного дозирования в затрубное пространство скважины определяют по формуле

$$P_р = P_о \cdot Q_в / 1000,$$

где $P_р$ — расчетное количество ингибитора, подаваемое в затрубное пространство, кг/сут; $P_о$ — оптимальное дозирование ингибитора, г/м^3; $Q_в$ — суточный дебит скважины по воде, м^3/сут.

Расход реагента уточняют в зависимости от изменения суточного дебита воды и содержания в ней ингибитора.

Преимущества непрерывного дозирования ингибитора в затрубное пространство — стабильная, заранее выбранная по объему подача ингибитора в добываемую жидкость, экономное расходование ингибитора; недостаток — возможность солеотложения в колонне ниже УЭЦН и ПЗП.

Глубинное непрерывное дозирование ингибитора осуществляют с применением глубинного дозатора или контейнера, устанавливаемого обычно под глубинным насосом или башмаком НКТ. Этот способ дозирования можно использовать при всех способах эксплуатации скважин. Однако способ непрерывного дозирования имеет и существенные недостатки: недостаточная вместимость дозатора или контейнера, необходимость подъема глубинного оборудования для заправки, отсутствие длительной защиты оборудования от солеотложений, особенно ниже глубины спуска дозатора. Этот способ не нашел широкого применения и предполагают, что он не перспективен.

Способ периодической подачи ингибитора

Этот способ прост, но не обеспечивает стабильного дозирования ингибитора в добываемую жидкость. Периодическая подача ингибитора в затрубное пространство не может применяться при низких динамических уровнях, так как ингибитор быстро выносится потоком жидкости. Следовательно, дорогостоящий ингибитор расходуется неэффективно.

Исходя из характеристики скважины и путем проведения опытных работ рекомендуют устанавливать оптимальную периодичность подачи ингибитора. При высоких динамических уровнях периодичность подачи ингибитора составляет обычно 15—20 сут.

Периодическое задавливание ингибитора отложения неорганических солей в ПЗП. Для задавливания в ПЗП обычно используют 0,5—10%-й раствор ингибитора. При выборе концентрации учитывают совместимость ингибитора и воды для приготовления его раствора, составов попутно добываемой воды. Продавочной жидкостью служат вода, нефть, смесь нефти с конденсатом, горячая нефть, пластовая и попутно добываемая вода.

Необходимое количество ингибитора для задавливания в призабойную зону пласта рассчитывают по формуле

$$G = A \cdot G_0 \cdot Q_в \tau,$$

где G — расчетное количество ингибитора, кг; A — коэффициент увеличения расхода ингибитора, учитывающий неравномерность выноса его из призабойной зоны пласта (A равно 1,5—2,0); при повторных отработках принимают A равным 1,0; если после первичной обработки наблюдается более быстрый вынос ингибитора, то при повторном задавливании коэффициент A принимают равным 2; G_0 — оптимальное дозирование ингибитора, кг/м^3 (рекомендуется 0,03—0,04 кг/м^3 для первой обработки; для ингибиторов типа ПАФ рекомендуют дозирование 0,005 кг/м^3, для ОЭДФ — 0,02 кг/м^3); $Q_в$ — дебит скважины по воде, м^3/сут; τ — предполагаемое время защиты оборудования и скважины от солеотложения, сут (рекомендуется $\tau \geqslant 100$ сут).

Практикой установлено, что в различных условиях эксплуатации скважин время выноса ингибитора из пласта после повторных и последующих обработок увеличивается (табл. 40, 41). Поэтому при расчетах количества ингибитора для последующих обработок время предполагаемой защиты рекомендуют увеличить до 4—6 мес.

Таблица 40

Скорость фильтрации ингибитора v для различных глубин оттеснения его от ствола скважины r в зависимости от удельного дебита q

q, м^3/сут·м	v (в м/сут) для r, м		
	2	3	4
2	1,5	0,7	0,3
5	2,6	1,5	1,2
10	4,6	3,1	2,0
20	7,9	5,4	4,1

Таблица 41

Объемы продавочной жидкости V для различных перфорированных толщин пластов h в зависимости от глубины оттеснения ингибитора от ствола скважины г

r, м	v (в м^3) для h, м				
	2	3	4	5	6
2	7	9	14	19	30
3	14	18	30	43	> 92
4	21	31	50	77	—

На время и характер выноса ингибитора из пласта влияет также объем продавочной жидкости.

На практике рекомендуют продавливать ингибиторы в пласт на глубину 3—5 м, где скорость фильтрации намного меньше призабойной скорости.

Периодическое задавливание ингибитора отложения неорганических солей в призабойную зону рекомендуют производить по определенной технологической схеме.

В фонтанных скважинах, оборудованных подъемником, вначале открывают задвижку затрубного пространства. Затем заменяют жидкость в НКТ на раствор ингибитора, закрывают задвижку затрубного пространства и задавливают расчетный объем раствора ингибитора и продавочной жидкости в ПЗП. При этом давление задавливания не должно быть больше давления опрессовки эксплуатационной колонны.

При низкой приемистости и высоком пластовом давлении реагент закачивают через НКТ с пакером. В этом случае скважину приходится глушить для подъема НКТ и их обратного спуска с пакером. Скважину также глушат после задавливания ингибитора, если фонтанную скважину собираются переводить на механизированный способ эксплуатации.

В скважинах, оборудованных ШСН и ЭЦН с обратным клапаном, раствор ингибитора закачивают в затрубное пространство (при открытом трубном пространстве) и после полной замены жидкости в нем на раствор ингибитора закрывают центральную задвижку на устье скважины и ингибитор и расчетное количество жидкости задавливают в ПЗП.

Если скважины оборудованы ЭЦН без обратного клапана, то раствор ингибитора рекомендуют задавливать через НКТ.

В газлифтных скважинах задавливание ингибитора осуществляют следующим образом (рис. 35).

Закрывают задвижку скважинной линии на ГРБ. Газ из затрубного пространства отводят на факел. Затем закрывают задвижку затрубного пространства. К выкидной линии подсоединяют цементировочный агрегат, опрессовывают нагнетательную линию, а затем раствор ингибитора и продавочную жидкость задавливают в ПЗП.

Во всех случаях после задавливания раствора ингибитора в ПЗП скважину оставляют в покое в течение 12—24 ч для адсорбции его в пористой среде. Затем скважину вводят в эксплуатацию. Не реже двух раз в месяц проверяют содержание ингибитора в попутно добываемой воде.

Повторное задавливание ингибитора в ПЗП рекомендуют производить при снижении содержания ингибитора в попутно добываемой воде до минимально допустимой концентрации.

В настоящее время предложено несколько более эффективных способов задавливания ингибиторов в ПЗП. Например, на промыслах Башкирии ингибитор закачивают в составе двух- или трехфазной пены. По мере постепенного разложения пены в пласте ингибитор более равномерно выносится в скважину, а затем на поверхность. Для приготовления пены используют: пенообразователи ДС-РАС, «Шкопау», «Прогресс», ОП-10 (концентрация 1,5—2%), стабилизаторы пен КМЦ-600, ММЦ-БТР (концентрация 0,2—

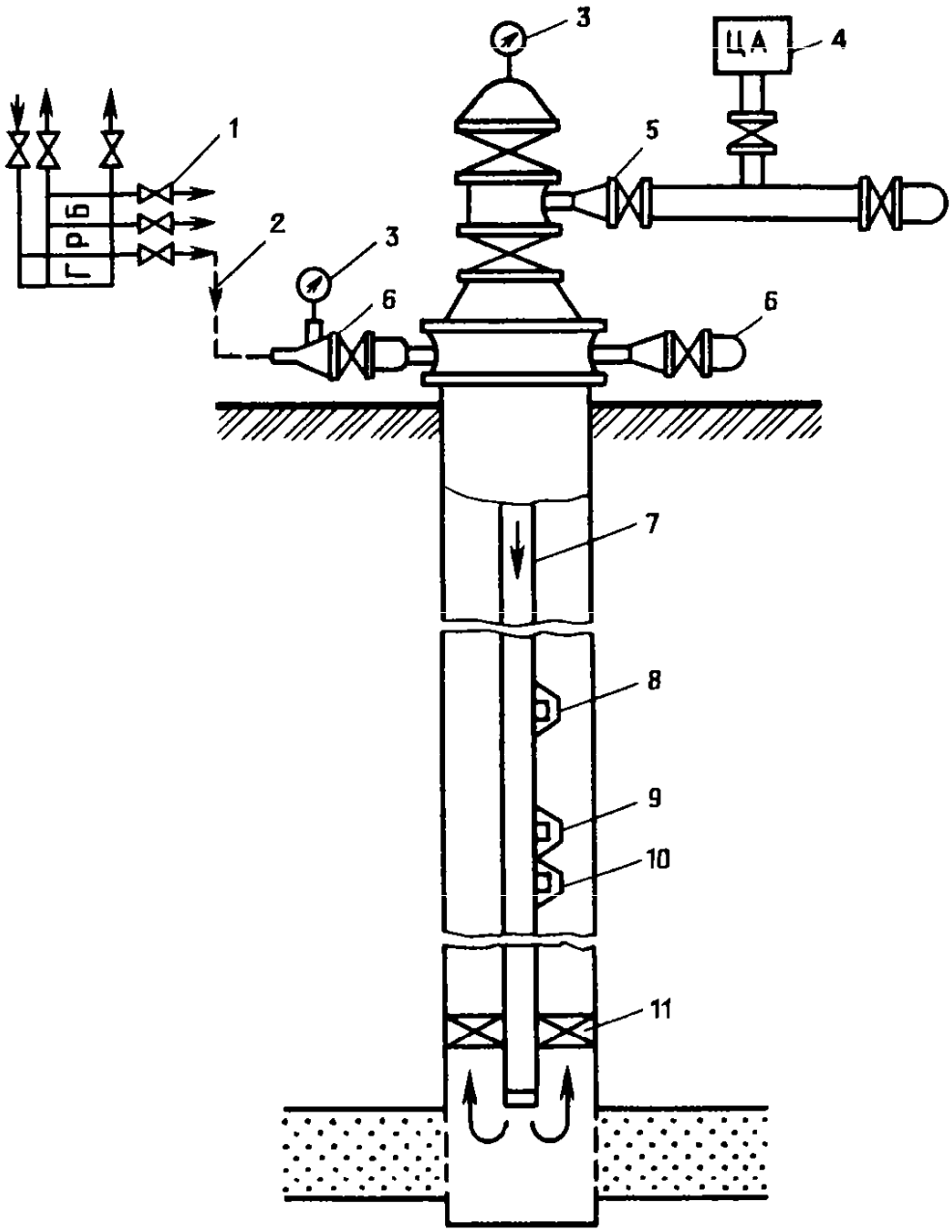


Рис. 35. Схема обвязки газлифтной скважины при периодическом задавливании ингибитора отложения солей в призабойную зону пласта через насосно-компрессорные трубы:

1 — газораспределительная батарея; 2 — скважинная линия с газом высокого давления; 3 — манометр; 4 — цементировочный агрегат; 5 — задвижка выкидной линии; 6 — задвижка затрубного пространства; 7 — насосно-компрессорные трубы; 8, 9 — газлифтные клапаны (8 — пусковой, 9 — рабочий); 10 — циркуляционный клапан; 11 — пакер

1%, степень аэрации в пластовых условиях 1,5—2). Пенообразующий раствор готовят на пресной воде на специальном растворном узле. В пену добавляют ингибитор солеотложения и закачивают в скважину через НКТ с пакером, а при хорошей приемистости — через затрубное пространство без подъема глубинного насоса. В качестве ингибиторов используют ИСБ-1, SP-203, SP-181, корексит-7647. При этом способе задавливания ингибитора продолжительность его выноса из пласта почти в 2 раза выше, чем при задавливании водных растворов ингибиторов, и составляет 8—13 месяцев.

На промыслах Башкирии испытан также способ комбинированного за-

давливания в ПЗП ингибитора солеотложения (SP-203) и ингибитора парафиноотложения (детергент ПАВ-1, 18%-й раствор ИКБ-4-Н в толуоле, 18%-й раствор ИКБ-2 в керосине). Растворы ингибиторов закачивали в скважину по НКТ и продавливали минерализованной водой в объеме 12—25 $м^3$. Продолжительность эффекта составила 3—4 месяца.

На промыслах Пермской области используют технологию приготовления растворов ингибиторов на соляной кислоте или ее подают в качестве буферной жидкости перед раствором ингибитора на пресной воде. При этом увеличивается площадь адсорбции ингибитора в пористой среде. Как ингибитор используют ИСБ-1 (НТФ).

Непрерывное дозирование ингибитора отложения неорганических солей в нагнетаемую через систему ППД воду. Этот способ в настоящее время находится на стадии опытно-технологического испытания. В качестве ингибитора используют ИСБ-1.

Этот способ может найти широкое применение после изыскания эффективного ингибитора, не адсорбирующегося на породах продуктивных пластов. Рекомендуют этот способ применять на небольших месторождениях с площадной и очаговой системой поддержания пластового давления, когда расстояния между водонагнетательными и добывающими скважинами небольшие. В этих условиях ингибитор будет продвигаться между скважинами за короткое время.

Способ также рекомендуют применять на месторождениях с плохими коллекторскими свойствами продуктивных пластов, так как в этом случае задавливание ингибитора в ПЗП в добывающих скважинах затруднено.

Опыт предупреждения отложения неорганических солей в различных нефтедобывающих районах СССР. В Западной Сибири широко применяют ингибиторы отечественного производства ОЭДФ, ПАФ-13А и ИСБ-1 путем периодического задавливания их растворов в ПЗП и непрерывной подачи в затрубное пространство.

Для Самотлорского месторождения установлено, что при задавливании ПАФ-13А в ПЗП его концентрация в попутно добываемой воде поддерживается около 5 мг/л. Для предупреждения солеотложения концентрация должна быть не менее 1 мг/л. Ингибиторы ОЭДФ и ИСБ-1 предупреждают солеотложения при их концентрации в попутно добываемой воде менее 1 мг/л.

В Башкирии для предотвращения солеотложений сульфатного типа применяют реагенты отечественного производства на основе органических фосфатов ИСБ-1, ПАФ-1 и других путем их непрерывной периодической подачи в скважину.

В Татарии солевые осадки представлены гипсом $CaSO_4 \cdot 2H_2O$, баритом $BaSO_4$, кальцитом $CaSO_4$, сульфидом FeS_2 и оксидами железа Fe_2O_3.

Для предупреждения солеотложения применяют полиакриламид ПАА, гипан, гексаметафосфат натрия (ГМФН), триполифосфат натрия (ТПФН) с концентрацией 5—10%; смеси ПАА с ТПФН (в соотношении 1 : 1), ГМФН с гипаном (5 : 1), ТПФН с гипаном (5 : 1) с концентрацией 10%.

Для повышения нефтеотдачи в пласты закачивают алкилированную серную кислоту. На участках закачивания при взаимодействии с пластовыми водами образуются зоны с отложениями в пласте «вторичного» гипса:

$$CaCl_2 + 2H_2O + H_2SO_4 = CaSO_4 \cdot 2H_2O_2 \downarrow + 2HCl.$$

Поэтому при фильтрации по пласту закачиваемые воды насыщаются гипсом, что приводит к его отложению в скважинах и на оборудовании. Для предупреждения солеотложений применяют также ингибиторы ОЭДФ, НТФ и ИСБ-1. Эффективность ингибиторов солеотложения ОЭДФ и НТФ для моделей пластовых вод некоторых месторождений Татарии приведена в табл. 42.

Наряду с дозированной подачей ингибитора ИСБ-1 в скважины и систему сбора и транспорта нефти в Татарии прошли испытания защитных покрытий от отложения солей: эпоксидный порошковый материал ПЭП-177, эпоксидная композиция с алюминиевой пудрой, эпоксидно-сланцевая композиция, полиэтилен и нейтральное стекло НС-1

Таблица 42

Эффективность ингибиторов (в %) на некоторых месторождениях Татарии

Ингибиторы	Содержание реагента, г/м³							
	10	20	50	150	10	20	50	150
ОЭДФ	88	89	90	92	92	93	93	96
НТФ	89	90	96,5	100	92	93	95	100
pH	3,0				1,85			

На Мангышлаке применяют импортные и отечественные ингибиторы ОЭДФ, ПАФ-13, ТПФН, НТФ (табл. 43).

Для применения в промышленных условиях рекомендованы 1-2%-е рабочие растворы на пресной воде, так как концентрированные растворы ингибиторов оказались несовместимыми с пластовыми водами, содержащими до 16 г/л ионов кальция.

При изучении коррозионной активности ингибиторов наиболее благоприятные результаты получены при использовании ТПФН.

На месторождениях Пермской области в основном наблюдаются солеотложения сульфатного типа. Эффективность применяемых инигбиторов солеотложения здесь следующая:

Таблица 43

Эффективность ингибиторов (в %) на месторождениях Узень и Жетыбай

Ингибиторы	Отложения карбоната и сульфата кальция при дозировании, мг/л					Отложения сульфата бария
	5	10	20	30	40	
ОЭДФ	—	99	69	75	81	Не эффективен
НТФ	—	69	75	49	—	Не определена
ПАФ-13	0	0	0	0	6	То же
ТПФН	0	20	80	80	60	40 (при дозировании 30—50 мг/л)

Ингибитор	НТФ	ДПФ-1
Интервал эффективных концентраций, мг/л	2—1000	25—1000
Количество осадка, мг/л	0—365	0—87
Эффективность ингибитора, %	77—100	76—100

Ингибитор ДПФ-1 совместим с пресными и минерализованными водами плотностью 1 050—1 180 кг/м^3 в концентрациях 1—1 000 мг/л. Растворы ДПФ-1 рекомендуют готовить на попутно добываемой воде и использовать для периодического задавливания в ПЗП в качестве ингибитора гипсовых отложений в концентрациях 25—1 000 мг/л.

На месторождениях Оренбургской области наблюдаются в основном отложения сульфата кальция. Наибольший эффект достигается при применении НТФ и ПАФ-1. Хорошие результаты показало применение ингибитора ДПФ-1. Защитный эффект ДПФ-1 против отложений сульфата кальция при концентрации ингибитора 12—15 г/м^3 составляет 95%, а против отложений карбоната кальция не менее 90% при концентрации ингибитора 20—25 г/м^3.

В последние годы на нефтепромыслах Оренбургской области наиболее широкое распространение получил способ закачивания ингибитора в НКТ с последующим его задавливанием в ПЗП.

Эффективность ингибиторов солеотложения для моделей промысловых вод на месторождениях Оренбургской области приведена в табл. 44.

Таблица 44

Эффективность ингибиторов (в %) на месторождениях Оренбургской области

Ингибитор	Концентрация ингибитора, г/м^3	Время, ч					
		24	48	96	120	192	240
НТФ	2,5	95,3	93,6	92,2	88,9	38,2	9,9
	5,0	100	100	100	95,5	92,1	88,1
	10,0	100	100	100	100	95,5	95,5
	20,0	100	100	100	100	95,5	95,5
ОЭДФ	2,5	17,1	13,2	9,9	6,6	3,3	3,1
	5,0	23,8	19,3	16,3	9,8	6,6	3,3
	10,0	23,8	19,6	16,4	10,2	6,5	3,3
	20,0	23,8	19,4	16,4	9,9	6,6	3,3
ПАФ-1	5,0	95,1	93,4	99,6	95,7	85,2	80,3
	10,0	100	100	96,1	93,8	90,1	87,6
	20,0	100	100	100	100	93,6	90,1

Техника безопасности. При применении ингибиторов отложения неорганических солей должны соблюдаться те же требования по технике безопасности, что и при применении различных химических реагентов, рассмотренных в других разделах (ПАВ, кислоты и др.).

Многие ингибиторы относятся к пожароопасным веществам. Поэтому на объектах их применения необходимо предусматривать средства пожаротушения. К последним относятся: химическая пена, получаемая из пеногенераторного порошка ПГПС (омыленного); тонкораспыленная вода и высоко-

кратная пена на основе пенообразователя ОП-1; воздушно-механическая пена на основе пенообразователя ОП-11; газовый огнегасительный состав.

В качестве первичных средств тушения рекомендуют использовать огнетушители ОЖ-7 с зарядом 4-6%-го водного раствора пенообразователя ОП-11, порошковые и газовые огнетушители.

Кроме того, на каждом объекте применения ингибиторов отложения неорганических солей необходимо иметь первичный инвентарь для пожаротушения: ящики с песком, лопаты, ломы, топоры, кошма и т. д.

СПОСОБЫ УДАЛЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ НЕОРГАНИЧЕСКИХ СОЛЕЙ

Для удаления отложений неорганических солей применяют: механический способ, термогазохимическое воздействие (ТГХВ), химический и комбинированный способы.

Механический способ

Этот способ в основном применяется на первых этапах борьбы с отложениями неорганических солей.

При механическом способе производят разбуривание мощных гипсовых пробок; затем эксплуатационную колонну прорабатывают расширителями, скребками или другими устройствами. Этот способ можно применять в тех случаях, когда перфорационные каналы не перекрыты отложениями солей. Если же перфорационные каналы перекрыты, то необходима дополнительная перфорация и очистка каналов другими способами.

Механический способ очистки скважин от отложений солей дорогостоящий и применяется редко.

Термогазохимическое воздействие. ТГХВ (см. разд. 4) применяется для очистки перфорационных каналов и ПЗП от отложений солей, иногда используют после химической обработки скважин. Способ очень эффективен.

Химический способ

Сущность химического способа заключается в закачивании в скважину различных реагентов — растворителей.

Перед этим определяют: состав отложений солей и в зависимости от этого выбирают тип реагента; ориентировочно возможное количество, место и характер накопления отложений; обвязывают устье скважины так, чтобы была возможность осуществления прямой и обратной циркуляции жидкости по замкнутому циклу емкость — насос — скважина — емкость; предусматривают возможность периодического спуска труб в скважину.

Рекомендуют приготавливать раствор реагента заданной концентрации в количестве, в 10—12 раз превышающем количество (массу) отложений. Это делается для обеспечения необходимого времени контакта реагента с отложениями солей (а по расчету для растворения 1 г гипса требует 2,3 мл 20%-го раствора NaOH). Раствор реагента закачивают в объеме, обеспе-

чивающем полное перекрытие интервала отложений солей. Наибольший эффект очистки достигается при непрерывной циркуляции раствора по замкнутому циклу. При этом из скважины постоянно выносятся продукты реакции реагента с солями. Если нет возможности осуществления непрерывной циркуляции в течение длительного времени, то реагент прокачивают периодически. По мере промывки скважины НКТ допускают. Через сутки рекомендуют освежать раствор реагента.

Полноту очистки оборудования и НКТ от отложений солей оценивают по концентрации реагента в отбираемых на устье скважины пробах. Обработка скважины завершается промывкой ее водой.

Для очистки скважины от отложений неорганических солей рекомендуют применять следующие реагенты.

Для рыхлых осадков гипса — карбонатные (Na_2CO_3; K_2CO_3) и гидрокарбонатные ($NaHCO_3$; $KHCO_3$) 10—15%-е растворы натрия и калия.

Для сульфатных солей — 20—25%-е растворы каустической соды (NaOH).

Для разрушения твердых гипсовых пробок — смесь 27%-й соляной кислоты и 15%-го хлористого натрия в объемном соотношении 15:12. Перед смешиванием реагентов воду для растворения NaCl нагревают до 70° С.

Для разрушения плотных пробок гипса — смесь соляной кислоты 15%-й концентрации и хлористого аммония (NH_4Cl) 4%-й концентрации при температуре 60—70° С.

В составе твердых осадков присутствуют и углеводородные соединения (до 25%) в виде парафина, асфальто-смолистых веществ, тяжелых компонентов нефти и т. д. Эти соединения, обволакивая кристаллы гипса и заполняя пустоты между ними, затрудняют возможность контакта гипса с растворяющим реагентом. Поэтому в состав реагента добавляют компонент, действующий на углеводородную составляющую отложений. Этот компонент называют стимулятором растворения гипсоуглеводородных отложений. Для проведения обработок с применением NaOH рекомендован стимулятор Т-66, а солянокислотных — «зеленое масло» — ЗМ.

Реагент Т-66 — легкоподвижная маслянистая жидкость желтого цвета плотностью 1 030 кг/м^3, растворимость Т-66 в воде достигает 90%, температура замерзания ниже минус 25° С. Применение Т-66 увеличивает степень защиты оборудования от сероводородной коррозии на 70—85%, от кислотной — на 90—98%.

Реагент ЗМ по физическим свойствам и механизму действия во многом аналогичен Т-66.

Выбор метода удаления гипсоуглеводородных отложений зависит от расположения зоны отложения осадков. Например, если гипсоуглеводородные осадки находятся в ПЗП, то рекомендуют обрабатывать скважину 13%-м раствором HCl с добавлением 4—15%-го NaCl и 1% реагента ЗМ. Технология проведения обработки аналогична технологии простой кислотной обработки. Для этого же случая может применяться обработка скважины 20%-м раствором NaOH с добавлением реагента Т-66; в этом случае рекомендуют спускать хвостовик насоса ниже обрабатываемого интервала и не задавливать реагент в ПЗП.

Если отложение гипса произошло и в ПЗП, то после обработки скважины раствором NaOH рекомендуют проводить и солянокислотную обработку зоны. Это делается потому, что поровые каналы могут быть перекрыты продуктами реакции NaOH с гипсом, $Ca(OH)_2$. Последняя механически не может быть полностью извлечена из поровых каналов. При действии HCl на $Ca(OH)_2$ образуется $CaCl_2$, который хорошо растворяется в воде и легко извлекается из призабойной зоны при освоении скважины.

Карбонаты кальция удаляются солянокислотной обработкой 15%-м раствором HCl.

Если гипс откладывается в глубиннонасосном оборудовании, то рекомендуют обрабатывать скважину 20%-м раствором NaOH с добавлением 0,75% реагента Т-66 по следующим технологическим схемам: при обнаружении отложения гипса на приеме насоса и в хвостовике рекомендуют осуществлять циркуляцию раствора с помощью цементировочного агрегата или глубинным насосом; при отложении гипса в НКТ выше насоса и на штангах рекомендуют создавать циркуляцию только с помощью глубинного насоса по замкнутой системе: емкость с рабочим раствором — скважина — ШГН — гипсосборник — емкость.

При удалении гипсоуглеводородных отложений из глубиннонасосного оборудования не допускается закачивание щелочного раствора в ПЗП.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ УДАЛЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ НЕОРГАНИЧЕСКИХ СОЛЕЙ

Во многих районах эффективность обработок скважин по удалению отложений неорганических солей определяют по методикам оценки эффективности обработок ПЗП для интенсификации притока нефти: сравнению дебитов до и после обработки; продолжительности эффекта; дополнительной добыче нефти.

Правильнее определять эффективность удаления гипса по степени восстановления дебита после обработки по сравнению с дебитом до начала отложения гипса. При этом восстановление дебита может произойти за счет увеличения коэффициента продуктивности скважины, если осадки образовались в ПЗП; или за счет увеличения коэффициента подачи насоса, когда гипс откладывается в насосном оборудовании.

Поскольку удаление отложений не устраняет причин и условий образования новых осадков, продолжительность эффекта и связанная с ней дополнительная добыча нефти не могут быть приняты в качестве показателей эффективности работ по удалению осадков.

Настоящее увеличение продолжительности эффекта может быть достигнуто при условии одновременного (вслед за удалением отложений) продавливания в призабойную зону ингибиторов, предотвращающих образование отложения неорганических солей.

АСФАЛЬТО-СМОЛИСТЫЕ И ПАРАФИНОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ (АСПО)

Асфальто-смолистые и парафиновые отложения (АСПО) содержатся в составе нефтей почти во всех нефтедобывающих районах СССР. Химический состав АСПО зависит от свойств добываемой нефти, термо- и гидродинамических условий продуктивных пластов, геологических и физических особенностей, способа разработки и эксплуатации месторождений.

Химический состав АСПО изменяется в широких пределах. АСПО содержат парафины, пиридины, асфальтены, смолы, кислород, азот, серу, металлы и минеральные вещества в виде растворов солей органических кислот, воду с растворенными в ней солями (хлориды, гидрокарбонаты натрия, кальция, магния, сульфаты и карбонаты).

Парафины — твердые углеводороды метанового ряда. Температура плавления парафина в основном 52—62° С. В пластовых условиях парафины находятся в растворенном состоянии. При снижении температуры, давления и разгазировании нефти парафин выпадает в виде кристаллов на стенках НКТ, глубинном оборудовании и поверхностных газонефтепроводах.

Смолисто-асфальтеновые вещества — сложная смесь высокомолекулярных соединений. В нефтях и АСПО они находятся в виде коллоидных систем (взвесь частиц размером 10^{-7}—10^{-5} см). Иногда содержание смолисто-асфальтеновых веществ достигает 50%. Они имеют большую молекулярную массу и не перегоняются даже с помощью вакуумной перегонки; нейтральны, химически и термически неустойчивы. При нагревании на воздухе до 100—150° С смолы переходят в асфальтены.

Смолисто-асфальтеновые вещества в основном состоят из смол, доля асфальтенов небольшая.

Смолы — жидкие или твердые вещества. Обладают высокой пластичностью и вязкостью, имеют бурый или черный цвет. Плотность близка к единице. Содержат 3—12% кислорода, серы, азота и 9—11% водорода. Хорошо растворяются во многих органических растворителях.

Асфальтены — нерастворимые в петролейном эфире (смесь легких углеводородов, преимущественно пентанов и гексанов) порошкообразные вещества бурого или черного цвета, плотность более единицы. Содержание асфальтенов в нефтях 0—20%. Они растворимы в ароматических углеводородах, нефти, хлороформе и сероуглероде. В асфальтенах содержание углерода составляет 80—86; водорода 7—9; серы — 0—9; кислорода 1—9; азота — 0—1,5%.

При температуре выше 300° С асфальтены превращаются в кокс с выделением газов.

Механизм образования АСПО объясняют следующим образом.

Вначале зарождаются центры кристаллизации и растут кристаллы. Затем мельчайшие кристаллы осаждаются на поверхности трубы, контактирующей с нефтью. На последней стадии на парафинированную поверхность осаждаются более крупные кристаллы.

Асфальтены выпадают в осадок, обеспечивают высокую плотность и прочность АСПО, а смолы только усиливают действие асфальтенов.

АСПО снижают производительность скважин, увеличивают износ оборудования, расходы электроэнергии и давление в выкидных линиях. Поэтому борьба с АСПО — актуальная задача при интенсификации добычи нефти.

МЕТОДЫ БОРЬБЫ С АСПО

Методы борьбы с АСПО предусматривают проведение работ по предупреждению выпадения и удалению уже образовавшихся осадков (рис. 36).

Предупреждение образования АСПО достигается нанесением защитных покрытий на поверхности труб и другого оборудования из гидрофильных материалов (стекло, стеклоэмали, бакелитовый лак, эпоксидные смолы, бакелито-эпоксидные композиции и др.), а также введением в поток добываемой нефти различных ингибиторов (диспергаторов, присадок).

Удаление АСПО достигается путем чистки поверхности труб и оборудования механическими скребками, тепловой и химической обработкой продукции скважин.

Предупреждение образования АСПО применением химических реагентов (ингибиторов). Применение химических реагентов (ингибиторов) для предупреждения образования АСПО очень часто совмещается с предупреждением образования устойчивых водонефтяных эмульсий, защитой нефтепромыслового оборудования от коррозии и солеотложений.

Для предупреждения выпадения парафина применяют ингибиторы-присадки и ингибиторы-диспергаторы. К ингибиторам-присадкам относят-

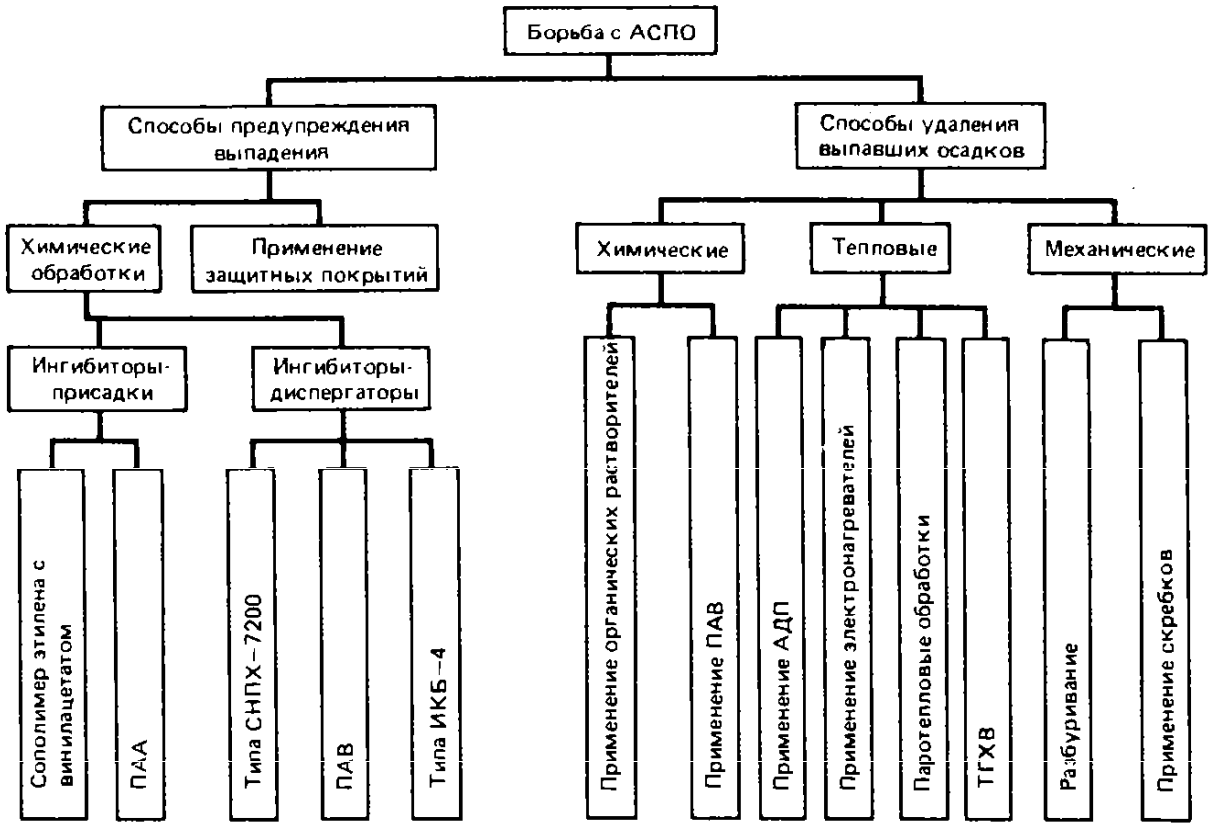


Рис. 36. Классификация способов предупреждения и удаления отложений АСПО

ся полимерные вещества, которые стабильно действуют на нефть в течение длительного времени и могут использоваться в незначительных количествах.

Таблица 45

Рекомендуемые объемы разового закачивания раствора ПАА

Дебит скважины, т/сут	Первая порция, $м^3$	Последующие порции, $м^3$
5	0,5	0,3
10	0,6	0,4
15	0,8	0,5
20	1,0	0,6

К ингибиторам-присадкам относятся сополимер этилена (бесцветный газ, малорастворимый в воде) с винилацетатом (сложный эфир уксусной кислоты и винилового спирта, бесцветная жидкость с температурой кипения 73° С) и полиакриламид (ПАА).

Первый реагент в основном действует на парафиновые отложения; рекомендуемая концентрация в нефти 0,001—0,2%; степень ингибирования реагента при его содержании в нефти в количестве 0,02% составляет 80%, а степень снижения температуры застывания нефти 25—30° С.

ПАА рекомендуют применять после полного удаления выпавших АСПО, концентрация ПАА в рабочем растворе 0,1% (табл. 45).

Из ингибиторов-диспергаторов для предупреждения образования АСПО применяют реагенты СНПХ-7200 (7204, 7211, 7213, 7214), СНПХ-7400 (7401 и 7410) и ИКБ-4.

УДАЛЕНИЕ АСПО

Для удаления АСПО предложено более 50 составов, различающихся эффективностью, технологией проведения, стоимостью и т. д. Для практического применения в отрасли рекомендованы следующие 12 химических реагентов (в порядке уменьшения числа баллов по семи показателям): СНПХ-7р-2, СНПХ-7р-1, газоконденсат, газовый бензин, нефтяной сольвент, толуол, углеводородный слой, абсорбент, МЛ-72, бутилбензольная фракция ББФр, керосиновая фракция, газовый бензин+ПАВ.

Технология применения удалителей АСПО. Основные параметры технологии применения удалителей АСПО — место и способ подачи реагента.

Химический реагент может подаваться на забой скважины, к башмаку газлифтных и фонтанных труб, на прием скважинного насоса, в выкидную линию скважинного насоса (НКТ) и на устье скважины.

Наиболее эффективна подача реагента на забой, так как в этом случае обрабатывается вся полость скважины и ее выкидные линии. При подаче реагента на устье скважины обработке подвергаются только наземные коммуникации.

Выбор места подачи реагента зависит от стадии разработки месторождений, способа эксплуатации скважин, свойств добываемой продукции, температурных условий и т. д. Например, оптимальная точка ввода реагента в насосной скважине — прием насоса. Во-первых, основным источником образования устойчивой водонефтяной эмульсии в скважине является насос (особенно многоступенчатый электроцентробежный насос). Во-вторых, подача реагента на прием насоса или к башмаку газлифтных и фонтанных труб может осуществляться достаточно просто.

Существуют два основных способа подачи реагента в обрабатываемую систему: непрерывное (периодическое) дозирование и разовая обработка.

Наиболее эффективным способом является непрерывное дозирование, обеспечивающее постоянный контакт реагента с обрабатываемой системой и частично предупреждающее образование АСПО. Однако этот способ требует обвязки специального оборудования на устье каждой скважины (насос-дозатор, емкость для реагента, поршневой насос для смешения, манифольд и др.). На практике, в различных климатических условиях и в различные времена года, обеспечить долговременную и надежную работу наземного оборудования трудно.

Периодическое дозирование может осуществляться при использовании перечисленного выше оборудования или с помощью специального устройства для ввода реагента под давлением (рис. 37). Первый случай имеет те же недостатки, что и непрерывное дозирование. Во втором случае (см. рис. 37) затрубное пространство перекрывают задвижкой 3, открывают вентиль 6 для сброса газа из емкости 4, снимают заглушку 5, закрывают вентиль 6, заливают реагент в емкость 4, закрепляют заглушку и открывают задвижку 3; реагент поступает в затрубное пространство. При этом способе подачи реагента обслуживание намного упрощается, но снижается эффективность действия реагента.

Разовая обработка системы состоит из следующих технологических операций.

Сначала, исходя из условий и показателей эксплуатации, выбирают объект обработки (скважина, выкидная линия).

В зависимости от состава и свойств АСПО путем лабораторных исследований и исходя из реальных возможностей получения подбирают реагент.

На основе инструкций, руководящих документов (РД) или других регламентирующих документов планируют режим обработки: объем реа-

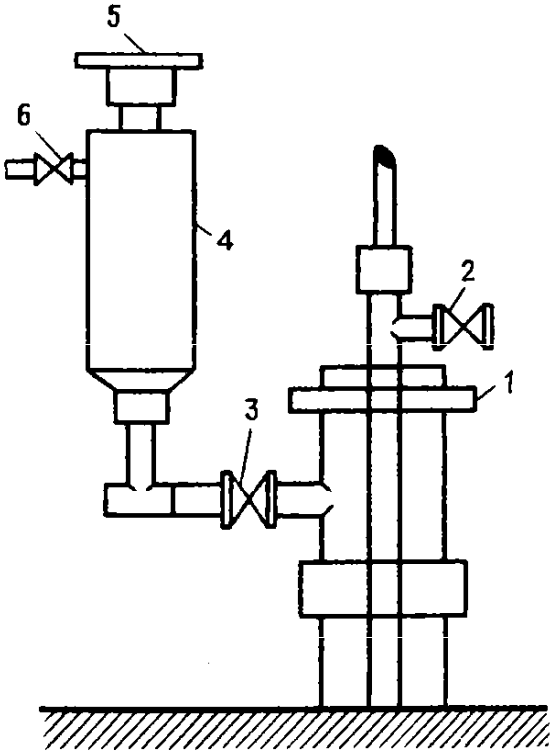


Рис. 37. Принципиальная схема устройства ввода реагента в затрубное пространство под давлением:
1 — устьевая арматура; 2 — выкидная задвижка; 3 — задвижка затрубного пространства; 4 — резервуар для реагента; 5 — заглушка; 6 — вентиль

гента и продавочной жидкости, температуру подогрева (при необходимости), время выдерживания реагента в обрабатываемой системе.

Исходя из выбранного типа реагента и запланированного режима обработки обосновывают количество и вид наземной техники, размещают ее с соблюдением правил безопасности и обвязывают со скважиной.

Закачивают реагент и продавочную жидкость, выдерживают реагент в обрабатываемой системе в течение запланированного времени.

Скважину или другой обработанный объект пускают в эксплуатацию.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ УДАЛЕНИЯ АСПО

Эффективность удаления АСПО определяют динамографированием, оценкой изменений межочистного периода, суточного дебита и динамического уровня скважин.

Путем динамографирования оценивают изменение нагрузки на головку балансира. По степени снижения этой нагрузки определяют эффективность проведения обработки.

При применении первого варианта технологии значительно увеличивается среднесуточный дебит скважин, снижаются нагрузки на головку балансира. Однако межочистной период непродолжительный.

Второй вариант технологии обеспечивает увеличение дебита, но при этом возрастают нагрузки на головку балансира, еще меньше продолжительность межочистного периода.

Третий вариант технологии обеспечивает снижение нагрузки на головку балансира, увеличение дебита и продолжительности межочистного периода скважины.

При использовании четвертого варианта технологии достигнуты наилучшие показатели эффективности.

Пятый вариант технологии также эффективен по всем трем показателям.

Шестой технологический вариант эффективен при низких дебитах скважин.

Таким образом, по данным испытаний наиболее перспективны третий, четвертый и пятый варианты технологии удаления АСПО.

ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

Среди химических реагентов, используемых для борьбы с АСПО, имеются токсичные, взрывоопасные, с низкой температурой вспышки. Поэтому при работе с такими реагентами должны соблюдаться особые меры предосторожности.

Например, на территории (или в помещении) для хранения и применения газового бензина запрещается обращаться с открытым огнем; искусственное освещение должно быть выполнено во взрывобезопасном исполнении.

Ремонтные работы на резервуарах, сосудах должны производиться инструментами, не дающими при ударе искру. Технологическое оборудо-

вание и коммуникации для транспортирования газового бензина должны быть заземлены.

Запрещается перекачивание газового бензина при помощи сжатого воздуха. Содержание паров газового бензина в воздухе рабочей зоны должно составлять не более 300 мг/м^3.

При разливе бензина облитые части машины должны быть насухо протерты, а пролитый на землю или пол бензин — засыпан песком. Последний необходимо собрать в отдельную тару и вывезти из территории или помещения. Указанные работы должны производиться в фильтрующем противогазе марки А (коробка коричневого цвета).

Сосуды, смесители, коммуникации, насосные агрегаты должны быть герметичными.

Помещение должно быть снабжено общеобменной механической вентиляцией согласно действующим нормам.

При работе с газовым бензином применяют индивидуальные средства защиты: противогаз и спецодежду.

Запрещается использовать газовый бензин для мытья рук и чистки одежды.

Рабочие места должны быть оборудованы источником острого пара, песком, пенным и углекислотными огнетушителями, кошмой, асбестовой тканью.

Аналогичные меры предосторожности должны соблюдаться и при использовании других углеводородных растворителей.

ГЛАВА 8

УВЕЛИЧЕНИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ СКВАЖИН ПУТЕМ ИЗМЕНЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ НАСОСОВ

Под способом добычи нефти (или способом эксплуатации) понимают процесс подъема жидкости из нефтяных скважин от динамического уровня до устья с помощью определенных технических средств.

Среди существенных способов добычи нефти наиболее распространены насосные способы, при которых подъем жидкости осуществляют гидравлическими машинами, работающими на подводимой извне энергии.

При насосных способах добычи для подъема нефти из скважин применяют УСШН и УЭЦН.

УСТАНОВКА СКВАЖИННЫХ ШТАНГОВЫХ НАСОСОВ (УСШН)

УСШН является наиболее распространенным оборудованием для добычи нефти. Это объясняется их относительной простотой и удобствами эксплуатации мало- и среднедебитных скважин.

Полезная мощность УСШН не превышает 28 кВт при малых глу-

бинах и 23 кВт при средних глубинах. Это обеспечивает отбор 100—200м^3/сут жидкости с глубин до 1 500 м. Большинство установок СШН работают с подачами до 80 м^3/сут жидкости с глубины расположения динамических уровней 500—800 м.

УСШН состоит из нескольких простых узлов: в скважине находится наиболее простой объемный плунжерный насос; на поверхности — также относительно простой балансирный механизм с редуктором и электродвигателем. При небольших мощностях оборудование действует достаточно надежно.

Недостатком УСШН является необходимость размещения станка-качалки на мощном фундаменте. Это усложняет монтажные работы при переводе скважин на насосную добычу.

УСШН не поставляются комплектно, а собираются из отдельных узлов непосредственно на скважине. Основные узлы следующие: скважинный насос, штанги, станок-качалка, НКТ, оборудование устья.

Все насосы делятся на трубные и вставные. У трубного насоса цилиндр спускают в скважину на НКТ, а плунжер и клапаны — на штангах. Для смены трубного насоса поднимают и колонну НКТ, и колонну штанг.

Вставной насос спускают в скважину на штангах в полностью собранном виде. Его цилиндр закрепляют в нижней части НКТ замком. Для смены сработанного вставного насоса, замены отдельных узлов достаточно поднять на поверхность только колонну штанг.

Основными параметрами насосов являются диаметр плунжера или цилиндра, длина хода полированного (устьевого) штока или плунжера и число качаний балансира (число ходов плунжера) в минуту. Каждый из перечисленных параметров может изменяться в определенном интервале значений. Длина хода плунжера может изменяться от 0,3 до 6 м. Верхний предел его устанавливают из технико-экономических соображений: с увеличением длины хода резко возрастает масса и стоимость станка-качалки. Минимальное число качаний балансира составляет 4,5—5 в минуту (за исключением специальных тихоходных станков-качалок). Максимально допустимые числа качаний балансира на практике устанавливают опытным путем в зависимости от типа станка-качалки, тщательности ухода за ним, срока его работы и т. д. При больших числах качаний ослабляется крепление станка-качалки от действия сил инерции в точке подвеса штанг и от действия вращающихся и возвратно-поступательно движущихся частей самого станка-качки.

Существуют вставные, трубные и специальные насосы. Вставные насосы: НСВ1 — насос скважинный вставной одноступенчатый одноплунжерный, с втулочным цилиндром и замком наверху; НСВ2 — то же, с замком внизу; НСВБ1 — то же, с безвтулочным цилиндром и замком наверху; НСВГ — насос вставной двухплунжерный для откачивания высоковязкой жидкости; НСВД — комбинация двух разновидностей насосов НСВГ, улучшает условия откачивания жидкости с газом.

Трубные насосы: НСН1 — насос скважинный невставной, одноступенчатый, одноплунжерный, с втулочным цилиндром и захватом всасывающего клапана штоком; НСН2 — то же, с ловителем; НСНА — то же, с авто-

Таблица 46

Основные параметры скважинных штанговых насосов

Насос		Длина хода плунжера, мм	Теоретическая подача, $м^3$/сут	Предельная глубина спуска, м	Размеры		Масса, кг
тип	условный размер, мм				диаметр, мм	длина, м	
НСВ1	28	1200—3500	11—31	1500—2500	48,2	4000—7200	37,5—70
	32	1200—3500	14—41	1500—2200	48,2	4000—7200	34—61
	38	1200—6000	20—98	1500—3500	59,7	4100—9700	55—133
	43	1200—6000	25—125	1500	59,7	4100—9100	49—105
	55	1800—6000	62—200	1200	72,9	4800—9300	77,5—139
НСВГ	38/55	1800—3500	33—64	1200	72,9	8300—11800	125—172
	55/43	1800—3500	38—73	1200	72,9	8700—12900	120—175
НСВД	38/55	1800—3500	62—120	1200	72,9	8700—12900	127—175
НСВ2	32	2500—3500	29—41	3500	48,2	6400—7300	42—50,8
	38	2500—6000	41—98	3500	59,7	6200—9800	91—141
	43	2500—6000	53—125	3000	59,7	6200—9800	74—120
	55	3000—6000	103—207	2500	72,9	6900—9900	165—212
НСН1	28	900	8	400—1200	56	2850	27,5
	32	900	10	400—1200	56	2900	26
	43	900	19	900—1200	73	2700	59
	55	900	31	800—1000	89	2750	84
НСН2	32	1200—3000	14—35	1200	56	3450—5300	29—43,5
	43	1200—4500	25—94	1200—2200	73	3500—7000	68—136
	55	1200—4500	41—150	1000—1800	89	3450—7100	95,5—188,5
	68	1800—4500	94—235	1000—1600	107	4100—6850	142,5—235
	93	1800—4500	177—440	800	133	4300—7000	226—350
НСНА	43	1800—4500	38—94	1500	56	5050—7650	55,5—80
	55	1800—4500	62—154	1200	73	5100—7700	77—125
	68	1800—4500	94—235	1000	91	5100—7800	134—190
	93	2500—4500	245—450	800	122	6000—8100	255—350
НСВ1Б	40	1200—2500	22—45	1400	48,2	4000—5400	28—32
	50	1200—2500	34—70	1200	59,7	4100—5500	39—44
НСН2Б	56	1200—2500	28—60	1200	70	3320—4550	52—64
	58	1200—2500	46—95	1000	84	3420—4820	76—92

Таблица 47

Основные параметры станков-качалок (ГОСТ 5866-76)

Станок-качалка	Номинальные длины ходов устьевого штока, м	Число качаний балансира в минуту	Габариты, мм			Масса комплекта, кг
			длина	ширина	высота	
СК2-0,6-250	0,3; 0,45; 0,6	5—15	3150	1150	2000	1600
СК3-1,2-630	0,6; 0,75; 0,9; 1,05; 1,2	4—15	4200	1350	3300	3750
СК4-2,1-1600	0,9; 1,2; 1,5; 1,8; 2,1	5—15	5900	1700	4800	7200
СК5-3-2500	1,3; 1,8; 2,1; 2,5; 3	5—15	7400	1850	5550	8700
СК6-2,1-2500	0,9; 1,2; 1,5; 1,8; 2,1	5—15	6500	1850	5100	8650
СК8-3,5-4000	1,8; 2,1; 2,5; 3; 3; 3,5	5—12	8500	2250	6650	13850
СК12-2,5-4000	1,2; 1,5; 1,8; 2,1; 2,5	5—12	7500	2250	6400	13530
СК8-3,5-5600	1,8; 2,1; 2,5; 3; 3,5	5—12	8500	2250	6550	14350
СК10-3-5600	1,5; 1,8; 2,1; 2,5; 3	4—12	8000	2250	6550	14210
СК10-4,5-8000	2,3; 2,7; 3,3; 3,9; 4,5	4—10	10550	2600	9000	24900
СК12-3,5-8000	1,8; 2,1; 2,5; 3; 3,5	5—10	9550	2600	8500	24800
СК15-6-12500	3; 3,5; 4,5; 5,2; 6	5—10	13200	3100	11500	34800
СК20-4,5-12500	2,3; 2,7; 3,8; 3,9; 4,5	4—10	11700	3100	10700	34500

сцепом; НСН2Б — невставной одноступенчатый, одноплунжерный, с безвтулочным цилиндром и ловителем.

Специальные насосы: НСВ1П — с седлами клапанов из твердого сплава; НСВ1В и НСН2В — с седлами клапанов из твердого сплава, пескозащитным устройством и сепаратором; НСН2Т — с седлами клапанов из твердого сплава и полым штоком.

Основные параметры скважинных штанговых насосов приведены в табл. 46. Теоретическая подача (производительность) рассчитана для числа ходов плунжера 10 в минуту. Диаметр насоса приведен без учета замковой опоры.

На практике рекомендуют применять плунжеры длиной 1 200, 1 500 и 1 800 мм соответственно в скважинах глубиной до 1 500, 2 000 и более 2 000 м.

По ГОСТ 5866-76 выпускают тринадцать типов станков-качалок (табл. 47). Условное обозначение станков-качалок следующее: например, СК2-0,6-250 — станок-качалка с наибольшей допустимой нагрузкой на устьевой шток 20 кН (2 т), с наибольшей длиной хода устьевого штока 0,6 м, наибольшим допустимым крутящим моментом на ведомом валу редуктора 2,5 кН·м.

В настоящее время на промыслах эксплуатируется значительное количество станков-качалок, выпущенных по ГОСТ 5866-66 (табл. 48).

Подача установки ШСН

Если при работе насосной установки плунжер точно повторяет движение устьевого (полированного) штока, то условную теоретическую подачу насоса $Q_{теор}$ за сутки можно определить по формуле

$$Q_{теор} = 1440 \cdot F \cdot S \cdot n.$$

Таблица 48

Основные параметры станков-качалок (ГОСТ 5866-66)

Станок-качалка	Номинальные длины ходов устьевого штока, м	Число качаний балансира в минуту	Масса, кг
	Базовые модели		
1СК1,5-0,42-100	0,3; 0,35; 0,42	5—15	1050
2СК2-0,6-250	0,3; 0,45; 0,60	5—15	1550
3СК3-0,75-400	0,3; 0,52; 0,75	5—15	2550
4СК3-1,2-700	0,45; 0,60; 0,75; 0,9; 1,05; 1,2	5—15	4050
5СК6-1,5-1600	0,6; 0,9; 1,2; 1,5	5—15	6000
6СК6-1,1-2500	0,9; 1,2; 1,5; 1,8; 2,1	6—15	9000
7СК12-2,5-4000	1,2; 1,5; 1,8; 2,1; 2,5	5—12	14000
8СК12-3,5-8000	2,1; 2,3; 2,6; 2,9; 3,2; 3,5	5—10	20000
9СК20-4,2-12000	2,5; 2,8; 3,15; 3,5; 3,85; 4,2	5—10	33000
	Модифицированные модели		
1СК1-0,6-100	0,4; 0,5; 0,6	5—15	1050
2СК1,25-0,9-250	0,44; 0,66; 0,9	5—15	1550
3СК2-1,05-400	0,42; 0,75; 1,05	5—15	2550
4СК2-1,8-700	0,675; 0,9; 1,125; 1,35; 1,575; 1,8	5—15	4050
5СК4-2,1-1600	0,84; 1,26; 1,68; 2,1	5—15	6050
6СК4-3-2500	1,29; 1,7; 2,15; 2,6; 3	6—15	9100
7СК8-3,5-4000	1,675; 2,1; 2,5; 3; 3,5	5—12	14500
7СК12-2,5-6000	1,2; 1,5; 1,8; 2,1; 2,5	5—12	16200
7СК8-3,5-6000	1,675; 2,1; 2,5; 3; 3,5	5—12	16500
8СК8-5-8000	3; 3,3; 3,7; 4,1; 4,6; 5	5—10	21000
9СК15-6-12000	3,55; 4; 4,5; 5; 5,5; 6	5—10	34000

В действительности подача насосной установки почти всегда меньше. Отношение фактической производительности Q насосной установки к условной теоретической называют коэффициентом подачи насоса.

С учетом коэффициента подачи $\alpha(Q/Q_{теор})$ фактическую суточную подачу насосной установки определяют по формуле

$$Q = 1440\, F \cdot S \cdot n \cdot \alpha\,,$$

где Q — фактическая суточная подача насосной установки, м^3/сут; F — площадь поперечного сечения плунжера, м^2; S — длина хода устьевого (полированного) штока, м; n — число качаний балансира в минуту; α — коэффициент подачи насосной установки.

На практике F, S, n, α изменяются в широких пределах. Например, диаметр плунжера, определяющий размер F, изменяется от 28 до 93 мм (см. табл. 46); длина хода устьевого (полированного) штока S — от 0,3 до 6 м; число качаний балансира n от 4 до 15 (см. табл. 47, 48); коэффициент подачи от 1 до 0,1.

На практике работу насосной установки считают хорошей при α равном 0,7—0,8.

Работа насосных штанг

Эффективность работы насосной установки во многом определяется правильным и своевременным контролем. Известно, что наиболее уязвимый элемент насосной установки — колонна насосных штанг.

На штанги действуют следующие силы: статические нагрузки (вес штанг и жидкости), силы трения штанг о трубы и плунжера о цилиндр насоса, силы инерции движущихся масс, различные динамические нагрузки.

Не все силы можно точно учитывать. Практическое значение имеют суммарные максимальные и минимальные нагрузки на штанги, которые на практике определяют при помощи специальных приборов — динамографов. Динамографы записывают динамограмму изменения нагрузки на устьевой (полированный) шток за одно двойное качание (вверх и вниз).

Нагрузка на устьевой (полированный) шток зависит от параметров насосной установки и режима ее работы, состояния насосного оборудования и характера работы его отдельных узлов. Например, при плохой работе нагнетательного клапана нагрузка от столба жидкости воспринимается штангами не полностью или вообще не воспринимается. Неисправности насосной установки отражаются на динамограмме. По изменению формы и размеров динамограммы определяют причину неисправности насосной установки и своевременно принимают меры к ее устранению.

Выбор параметров работы УСШН

Выбор параметров работы УСШН для откачивания заданного количества жидкости заключается в нахождении наиболее выгодных соотношений параметров F, S, n удовлетворяющих условиям прочности колонны штанг и станка-качалки.

Дебит жидкости определяют по формуле $K = Q/\Delta P$.

Максимально допустимое понижение уровня (депрессию, обеспечивающую бесперебойную эксплуатацию скважины) устанавливают в соответствии с геолого-техническими условиями эксплуатации продуктивного пласта. При этом учитывают степень устойчивости пород пласта, близость расположения контурных и подошвенных вод. Производительность насоса выбирают таким образом, чтобы создаваемая при этом депрессия не приводила к разрушению пород пласта и преждевременному его обводнению.

При правильном выборе параметров работы фактическая производительность насосной установки точно соответствует дебиту жидкости, определенному по формуле $Q = 1440F \cdot S \cdot n \cdot \alpha$.

Наилучшую комбинацию параметров F, S, n выбирают с учетом условий работы всей насосной установки: насоса, штанг, станка-качалки.

При выборе параметров работы насосной установки стремятся к обеспечению заданной производительности насосом возможно меньшего диаметра. В этом случае уменьшаются нагрузки на штанги, у скважины можно установить более легкое оборудование, снижается расход электроэнергии. По данной площади поперечного сечения плунжера F находят произведение $S \cdot n$. Затем, задаваясь разными значениями S, определяют n. При этом стремятся к получению минимальной величины динамических нагрузок.

На практике пластовую жидкость откачивают из неглубоких и глубоких скважин. К неглубоким относятся скважины с малой (до 500 м) и средней (500—1 500 м) высотой подъема жидкости. Для таких скважин выбирают

наибольшую длину хода устьевого штока и наименьший диаметр насоса с соответствующим этим параметрам числом качаний балансира, обеспечивающим допустимые напряжения на штанги. Если же уменьшить длину хода, то для получения заданной производительности возникает необходимость повышения числа качаний. А это приводит к увеличению нагрузок на штанги.

Часто большая производительность насосной установки в неглубоких высокодебитных скважинах и в скважинах с высокими динамическими уровнями достигается применением насосов больших и средних диаметров (93, 68 и 55 мм). При работе этих насосов силы трения плунжера увеличиваются из-за малой величины отношения диаметра штанг к внутреннему диаметру НКТ, создающей благоприятные условия для возникновения продольного изгиба в нижней части колонны насосных штанг. Для уменьшения продольного изгиба рекомендуют применять утяжеленный низ.

К глубоким скважинам относятся скважины с высотой подъема жидкости 1 500—2 500 м. В них повышаются статические нагрузки на штанги, приводящие к увеличению упругих деформаций штанг и труб от веса столба жидкости. Поэтому в таких скважинах в основном применяют насосы диаметром 43, 38, 32, 28 мм.

При выборе насоса учитывают тип станка-качалки и особенно длину его хода. Если насосная установка работает на длинном ходе, то используют насос с большим числом втулок. При эксплуатации скважин с большой высотой подъема жидкости применяют насосы с длинным плунжером, большим числом втулок и клапанов (не менее трех). Для эксплуатации средних и глубоких скважин рекомендуют применять вставные насосы, а в неглубоких скважинах — трубные насосы. При эксплуатации неглубоких малодебитных скважин, оборудованных насосами больших диаметров, можно применять насосы с одним нагнетательным клапаном. Это делают для исключения возникновения дополнительных сопротивлений в нагнетательных клапанах.

При выборе оптимального режима работы насосной установки стремятся к тому, чтобы диаметр выбранного плунжера был минимальный, обеспечивал откачивание заданного количества жидкости и получение минимальных напряжений в штангах.

Путем проведения расчетов определяют возможные режимы, удовлетворяющие прочности колонны штанг, допустимым нагрузкам на головку балансира станка-качалки и крутящему моменту на валу редуктора.

Оборудование и режим его работы наиболее просто выбирают по диаграммам А. Н. Адонина. На диаграмме нанесены области применения насосов различных диаметров и станков-качалок в зависимости от производительности скважины и глубины спуска насоса. Диаграмма рассчитана и построена для условий, когда динамический уровень находится у приема насоса, плотность добываемой жидкости равна 900 кг/м^3, коэффициент наполнения равен 0,85.

Таким образом, схема выбора насосной установки и режима ее работы заключается в следующем.

Собирают исходные данные, к которым относятся: глубина скважины, диаметр эксплуатационной колонны, планируемый дебит, обводненность

продукции, плотность дегазированной нефти, плотность газа в стандартных условиях, газовый фактор, вязкость нефти, давление насыщения, пластовое давление, устьевое давление, средняя температура в стволе скважины, коэффициент продуктивности, объемный коэффициент нефти при давлении насыщения.

Имея перечисленные данные вначале определяют дебит нефти с учетом обводненности продукции. Затем рассчитывают забойное давление.

Строят кривую распределения давления по стволу скважины при известном забойном давлении.

Пользуясь кривой распределения давления определяют глубину спуска насоса. При малом содержании газа, дебите скважины менее 100 $м^3$/сут и небольшой вязкости жидкости рекомендуют погружать насос под динамический уровень на 20—50 м, что соответствует давлению на приеме насоса 0,16—0,40 МПа. При значительном газосодержании давление на приеме насоса увеличивают.

По диаграмме А. Н. Адонина выбирают диаметр насоса. Для выбранного насоса подбирают диаметр НКТ.

Определяют газовый фактор в НКТ.

Строят кривую распределения давления в НКТ при известных устьевом давлении и газовом факторе. По этой кривой находят давление на выкиде насоса.

Далее определяют максимальный перепад давления в клапанах при движении через них продукции скважины, утечки в зазоре плунжерной пары, коэффициент наполнения, подачу насоса, обеспечивающую запланированный дебит нефти. Зная диаметр насоса и его подачу, находят скорость откачивания. По диаграмме А. Н. Адонина выбирают станок-качалку.

По таблицам выбирают конструкцию штанговой колонны.

Рассчитывают потери хода плунжера и длину хода устьевого штока.

Определяют нагрузки, действующие в точке подвеса штанг: вес колонны штанг в воздухе и в жидкости.

Исходя из величин нагрузок рассчитывают напряжение на штангах.

Определяют крутящий момент на валу редуктора.

Окончательно подбирают станок-качалку.

Подбирают электродвигатель для станка-качалки.

Оптимизация режима эксплуатации скважин, оборудованных УСНШ

Для обеспечения установленного технологического режима работы насосной установки и выявления причин отклонения от него систематически наблюдают за дебитом, содержанием газа и песка в добываемой продукции. Замеры на скважинах проводят по специально составленному графику не реже одного раза в 3 дня.

По данным замерам дебита и вычисленным коэффициентам подачи насоса судят о правильности установленного для скважины технологического режима или об имеющихся неполадках в работе насосной установки.

Улучшение режима эксплуатации и поддержание установленного оптимального режима в каждой скважине является очень важным мероприятием по увеличению производительности скважин.

Во время эксплуатации иногда добывные возможности скважин превышают подачу насосной установки. В то же время применение других, более высокопроизводительных способов эксплуатации скважин невозможно по различным техническим и технологическим причинам.

Поэтому стараются определить максимальный дебит жидкости, который можно получить из данной скважины путем подбора соответствующей насосной установки. Наряду с увеличением производительности скважин ставят задачу и увеличения межремонтного периода их работы. Последнее особенно важно при эксплуатации наклонных скважин.

Таким образом, критерием оптимизации (количественным показателем экономического эффекта принимаемого решения) является прирост добычи и увеличение межремонтного периода работы скважин.

Процесс оптимизации режима работы скважин включает в себя выявление фонда скважин для технологических мероприятий по оптимизации режимов работы насосных установок, их подбор и практическое осуществление рекомендаций.

В начале расчетов по оптимизации необходимо определить коэффициент продуктивности работающей скважины. Для этого определяют забойное и пластовое давление или по динамическому и статическому уровням и дебиту, или же эти давления замеряют глубинными манометрами.

Забойное давление, рассчитываемое по динамическому уровню, складывается от массы газонефтяной смеси в затрубном пространстве скважины и затрубного давления, а также от массы газоводонефтяного столба в эксплуатационной колонне от приема насоса до верхних отверстий перфорации в работающей скважине.

Пластовое давление рассчитывают по замеренному статическому уровню во время остановки скважины на восстановление забойного давления до пластового.

Таким образом, перед остановкой скважины отбивают динамический уровень и замеряют дебит, а по прохождении времени восстановления давления отбивают статический уровень.

Для определения максимально возможного дебита скважины задаются допустимым минимальным забойным давлением для данной скважины. При этом исходят из геолого-промысловых и технических ограничений: разрушение призабойной зоны, предотвращение выделения в призабойной зоне парафина, солей или свободного газа, сохранение целостности эксплуатационной колонны и цементного кольца и т. д.

Задаются также минимальным давлением на приеме насоса, обеспечивающим его нормальную работу, т. е. без вредного влияния газа и с необходимой величиной коэффициента подачи.

При выборе штангового насоса и параметров откачивания S и n исходят из нагрузки в точке подвеса штанг. Величина этой нагрузки ограничивается прочностью штанговой колонны и грузоподъемностью станка-качалки.

Остальные расчеты производят в соответствии со схемой выбора насосной установки, приведенной выше.

В наклонной скважине глубину подвески насоса определяют с учетом удлинения ее ствола.

При значительном отклонении оси насоса от вертикали ухудшаются

условия работы всасывающего и нагнетательного клапанов. Поэтому определяют допустимый угол наклона, обеспечивающий нормальную работу насоса.

Надежность работы насосной установки зависит от сил трения между цилиндром и плунжером, определяемых в значительной степени величиной изгиба оси штангового насоса. Поэтому определяют радиус скважины, позволяющий располагать насос без деформации.

Оптимальный дебит в работающих скважинах можно устанавливать также путем улучшения коэффициента подачи насоса, принятия мер борьбы с песком или уменьшения суточного отбора жидкости.

На практике часто встречаются случаи, когда производительность насосной установки превышает продуктивность скважины несмотря на использование насоса малого диаметра. Такие скважины называют малодебитными (дебит менее 5 т/сут).

После пуска в эксплуатацию малодебитной скважины насос быстро откачивает поступающую из пласта жидкость, уровень ее снижается до приема насоса. В результате этого коэффициент подачи насоса резко падает. Для повышения коэффициента полезного действия насосной установки, уменьшения износа ее отдельных узлов и сокращения расхода электроэнергии (т. е. для оптимизации режима работы насосной установки) такие скважины переводят на периодическую эксплуатацию. Последняя заключается в том, что после понижения уровня до приема насоса скважину останавливают для накопления жидкости, после чего вновь пускают в работу. Целесообразность периодической эксплуатации и соответствующий режим работы скважины устанавливают путем анализа данных исследования ее на приток.

Наиболее подходящими для перевода на периодическую эксплуатацию являются скважины, не дающие песка, имеющие низкие коэффициенты продуктивности (медленно восстанавливающие уровень жидкости) и сравнительно высокие статические уровни. К этой категории относятся скважины с высоконапорными пластами, с очень слабыми притоками жидкости.

Скважины с низким и быстро восстанавливающимся статическим уровнем нецелесообразно переводить на периодическую эксплуатацию, так как возникает необходимость частого запуска и остановки станка-качалки. Если этого не делать, то будет наблюдаться снижение добычи нефти.

В большинстве малодебитных скважин приток нефти из пласта непрерывно уменьшается с подъемом уровня жидкости из-за создающегося противодавления на пласт. Поэтому периоды накопления жидкости устанавливают исходя из допустимых потерь и экономической эффективности различных режимов эксплуатации малодебитной скважины.

Наибольший эффект достигается при наличии в скважинах зумпфа (часть скважины ниже подошвы эксплуатируемого пласта, используемая для накопления жидкости и различных осадков) достаточной высоты. Такие скважины эксплуатируются без противодавления на пласт.

УСТАНОВКА ПОГРУЖНЫХ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ ЭЛЕКТРОНАСОСОВ (УЭЦН)

УСШН имеют много недостатков, ограничивающих область их применения: необходимость применения громоздкого тяжелого оборудования, особенно при больших глубинах; опасность возникновения различных неполадок; аварии со штангами вследствие больших нагрузок; недостаточная производительность.

Современные УСШН не могут применяться для эксплуатации скважин глубиной 5 000 м и более. Поэтому разработаны и широко применяются на промыслах УЭЦН (табл. 49). Основное отличие их от УСШН заключается в переносе двигателя на забой скважины и устранение штанг.

Широкое применение УЭЦН обусловлено многими факторами. Например, при больших отборах жидкости из скважин УЭЦН наиболее экономичны и наименее трудоемки при обслуживании по сравнению с другими способами добычи нефти. При больших подачах энергетические затраты на установку относительно невелики. Обслуживание УЭЦН просто, так как на поверхности размещаются только станция управления и трансформатор, которые не требуют постоянного ухода.

При использовании УЭЦН возможно применение эффективных средств борьбы с отложениями парафина в НКТ путем их защитного покрытия и автоматизированных установок со скребками.

Монтаж наземного оборудования УЭЦН не требует фундамента.

Межремонтный период работы скважин, оборудованных УЭЦН, в среднем по отрасли достигает 367 сут. (для скважин, оборудованных УСШН, 172 сут.).

К основному оборудованию, находящемуся в скважине, относятся электродвигатель специальной конструкции с гидрозащитой (протектором), многоступенчатый центробежный насос, кабель, обратный и спускной клапаны.

К наземному оборудованию относятся устьевая арматура, трансформатор и станция управления.

Расшифровка условного обозначения электродвигателя следующая: например, ПЭД 45-117АВ5 — погружной электродвигатель мощностью 45 кВт, с наружным диаметром корпуса 117 мм, серии АВ5.

Для увеличения работоспособности ПЭД должна обеспечиваться надежная работа его гидрозащиты (протектора). Она предохраняет от попадания в него скважинной жидкости, компенсирует изменение объема жидкости в двигателе при его нагреве и охлаждении, а также при утечке масла.

Для создания высоконапорных скважинных центробежных насосов в них устанавливают до 400 и более ступеней. Такое количество ступеней нельзя размещать в одном корпусе, так как длина насоса может достигать 20 м. Последнее будет затруднять изготовление корпуса, транспортировку и монтаж его на скважине. Поэтому высоконапорные центробежные насосы составляют из нескольких секций. Длина корпуса каждой секции не более 5,5 м. Корпуса отдельных секций соединяют фланцами с болтами, а валы — шлицевыми муфтами.

Таблица 49

Технические характеристики основных установок электроцентробежных насосов

Установка	Номинальные значения		Рекомендуемая рабочая область		Насос		Электродвигатель				Трансформатор
	подача, м³/сут	напор, м	подача, м³/сут	напор, м	кпд, %	число ступеней/секций	шифр	номинальная мощность, кВт	температура среды, °С	кпд, %	
УЭЦН5-40-1400	40	1400	25—70	1425—1015	39,6	273/2	ПЭД28-103АВ5	32	80	76	ТМПН-63/1
УЭЦН5-40-1750	40	1800	25—70	1850—1340	43,0	349/3	ПЭД28-103АВ5	32	70	76	ТМПН-63/1
У2ЭЦН5-80-1200	80	1205	60—115	1285—715	51,5	274/2	ПЭД28-103АВ5	32	70	76	ТМПН-63/1
УЭЦН5-80-1550	80	1600	60—115	1680—970	51,5	364/2	ПЭД40-103АВ5	45	80	76	ТМПН-100/3
УЭЦН5-80-1800	80	1780	60—115	1905—1030	51,5	413/3	ПЭД40-103АВ5	45	70	76	ТМПН-100/3
У3ЭЦН5-130-1200	130	1165	100—155	1330—870	58,5	283/2	ПЭД40-103АВ5	45	80	76	ТМПН-100/3
УЭЦН5-130-1400	130	1460	100—155	1700—1100	58,5	348/3	ПЭД40-103АВ5	45	70	76	ТМПН-100/3
У2ЭЦН5-200-800	200	795	145—250	960—545	50	225/2	ПЭД40-103АВ5	45	70	76	ТМПН-100/3
УЭЦНК5-80-1200	80	1170	60—115	1250—785	49,5	274/2	ПЭД28-103АВ5	32	80	76	ТМПН-63/1
УЭЦНК5-80-1550	80	1600	60—115	1680—970	51,5	364/2	ПЭД40-103АВ5	45	80	76	ТМПН-100/3
УЭЦНК5-130-1200	130	1165	100—155	1330—870	58,5	283/2	ПЭД40-103АВ5	45	80	76	ТМПН-100/3
УЭЦНК5-130-1400	130	1460	100—155	1700—1100	58,5	348/3	ПЭД40-103АВ5	45	70	76	ТМПН-100/3
У1ЭЦН5А-100-1350	100	1380	80—140	1520—1090	51	264/2	ПЭД45-117АВ5	45	70	81	ТМПН-100/3
У1ЭЦН5А-160-1100	160	1070	125—205	1225—710	58,7	224/2	ПЭД40-103АВ5	45	80	76	ТМПН-100/3
У2ЭЦН5А-160-1400	160	1425	125—205	1560—1040	61	274/2	ПЭД65-117АВ5	63	70	81	ТМПН-100/3
УЭЦН5А-160-1750	160	1755	125—205	1920—1290	61	346/3	ПЭД65-117АВ5	63	60	81	ТМПН-100/3
У1ЭЦН5А-250-800	250	810	190—330	890—490	60,3	145/2	ПЭД45-117АВ5	45	50	81	ТМПН-100/3
У1ЭЦН5А-250-1000	250	1000	190—330	1160—610	60,2	185/2	ПЭД65-117АВ5	63	70	81	ТМПН-100/3
У1ЭЦН5А-250-1400	250	1400	190—330	1580—930	60	265/3	ПЭДС90-117АВ5	90	70	81	ТМПН-160/3
У1ЭЦН5А-360-600	360	575	290—430	660—490	59,7	134/2	ПЭД45-117АВ5	45	50	81	ТМПН-100/3
У2ЭЦН5А-360-700	360	700	290—430	810—550	60	161/2	ПЭД65-117АВ5	63	70	81	ТМПН-100/3
У2ЭЦН5А-360-850	360	840	290—430	950—680	60,7	184/3	ПЭД65-117АВ5	63	50	81	ТМПН-100/3
У2ЭЦН5А-360-1100	360	1120	290—430	1260—920	59,5	248/3	ПЭДС90-117АВ5	90	60	81	ТМПН-160/3
У1ЭЦН5А-500-800	500	810	420—580	850—700	59,5	213/3	ПЭДС90-117АВ5	90	50	81	ТМПН-160/3
У1ЭЦН6-100-1500	100	1500	80—145	1610—1090	49	213/2	ПЭД46-123АВ5	45	80	82	ТМПН-100/3
У2ЭЦН6-160-1450	160	1590	140—200	1715—1230	57,6	249/2	ПЭД55-123АВ5	63	80	82	ТМПН-100/3
У4ЭЦН6-250-1050	250	1185	190—340	1100—820	63	185/2	ПЭД100-123АВ5	90	90	82	ТМПН-160/3
У2ЭЦН6-250-1400	250	1475	200—330	1590—1040	62,6	231/2	ПЭД100-123АВ5	90	80	82	ТМПН-160/3

Продолжение табл. 49

Установка	Номинальные значения		Рекомендуемая рабочая область		Насос		Электродвигатель				Трансформатор
	подача, м³/сут	напор, м	подача, м³/сут	напор, м	кпд, %	число ступеней/секций	шифр	номинальная мощность, кВт	температура среды, °С	кпд, %	
УЭЦН6-250-1600	250	1580	200—330	1700—1075	62,6	253/2	ПЭД100-123АВ5	90	70	82	ТМПН-160/3
У2ЭЦН6-350-850	350	890	280—440	1035—560	65	127/2	ПЭД100-123АВ5	90	90	82	ТМПН-160/3
УЭЦН6-350-1100	350	1120	280—440	1280—700	65	168/2	ПЭД100-123АВ5	90	60	82	ТМПН-160/3
У2ЭЦН6-500-750	500	785	350—680	930—490	63	145/2	ПЭД100-123АВ5	90	80	82	ТМПН-160/3
У1ЭЦН6-500-1100	500	1090	350—680	1350—600	59	217/3	ПЭД125-138АВ5	125	50	84	ТМПН-200/6
У1ЭЦН6-700-800	700	800	550—900	850—550	58	152/3	ПЭД125-138АВ5	125	50	84	ТМПН-200/6
УЭЦН6-700-1100	700	1130	550—900	1220—780	60	233/4	ПЭД180-130В5	180	90	84	ТМПН-400/6
УЭЦН6-1000-900	1000	900	750—1300	1085—510	60	208/4	ПЭДС250-130В5	250	90	84	ТМПН-400/6
У2ЭЦНИ6-350-1100	350	1000	260—430	1170—710	62,1	154/2	ПЭД100-123АВ5	90	70	82	ТМПН-160/3
У2ЭЦНИ6-500-750	500	740	420—650	860—480	61,5	157/2	ПЭД100-123АВ5	90	70	82	ТМПН-160/3

Кабель служит для подачи электроэнергии с поверхности к ПЭД. Рядом с НКТ идет обычно круглый кабель, а около насосного агрегата — плоский кабель для уменьшения диаметра агрегата. В настоящее время выпускают кабель с сечением, близким к треугольному.

Обратный клапан не допускает слива жидкости из НКТ в скважину во время остановок насоса. Благодаря этому не тратится время на заполнение НКТ при каждой остановке насоса. Кроме того, облегчается запуск установки, так как он происходит при заполненной жидкостью НКТ (при большом напоре). Этот напор можно еще более увеличить, закрыв на устье выкидную задвижку. При больших напорах центробежный насос требует меньшей приводной мощности по сравнению с малыми напорами и большей подачей. Это облегчает запуск установки, особенно при больших глубинах подвески.

Обратный клапан размещают в специальной муфте, вворачивающейся в колонну НКТ. Он имеет в муфте седло, шар и ограничитель подъема шара.

Спускной клапан позволяет освободить колонну НКТ от жидкости перед подъемом установки из скважины при наличии обратного клапана.

Спускной клапан расположен в специальной муфте, также вворачивающейся в колонну НКТ. В муфту вворачивают ниппель с внутренним отверстием, сообщающимся с полостью скважины и закрытым в колонне труб.

При сбросе в НКТ ломика последний ломает ниппель и открывающееся отверстие ниппеля соединяет трубы с полостью скважины. В результате жидкость переливается через это отверстие из НКТ в скважину.

Применение такого спускного клапана не рекомендуют в тех случаях, когда используются скребки для очистки НКТ от парафина. В этом случае, при обрыве проволоки скребок падает и ломает ниппель, что приводит к самопроизвольному перепуску жидкости в скважину.

Для управления УЭЦН с электродвигателем мощностью до 100 кВт применяют станцию управления ШГС 5804, а мощностью свыше 100 кВт — комплектное устройство КУПНА-79.

Для подачи оптимального напряжения на электродвигатель применяют трансформаторы с масляным охлаждением, предназначенные для установки на открытом воздухе. Например, маркировка трансформатора ТМПН-160/3 расшифровывается следующим образом: Т — трехфазный; М — маслозаполненный с естественной циркуляцией масла; ПН — для скважинных нефтяных насосов; 160 — номинальная мощность, кВ·А; 3 — класс напряжения обмотки высокой стороны.

Технические характеристики выпускаемых в настоящее время УЭЦН приведены в табл. 49.

Расшифровка условных обозначений УЭЦН следующая: например, УЭЦНК5-80-1200; У1ЭЦН5А-160-1100; У2ЭЦНИ6-350-1100: У — установка; 1,2 — номер модификации; Э — с приводом от погружного электродвигателя; Ц — центробежный; Н — насос; К — повышенной коррозионной стойкости; И — повышенной износостойкости; 5, 5А, 6 — группа установки; 80, 260, 350 — подача в $м^3$/сут; 1200, 1100 — напор в метрах столба откачиваемой жидкости.

Установки УЭЦНК могут добывать пластовую жидкость с содержанием сероводорода до 1,25 г/л, другие установки — с содержанием сероводорода не более 0,01 г/л. Установки УЭЦНИ могут работать в среде с содержанием механических примесей до 0,5 г/л, другие установки — в среде с содержанием механических примесей менее 0,1 г/л.

Установки группы 5 предназначены для работы в скважинах с внутренним диаметром эксплуатационной колонны не менее 121,7 мм; группы 5А — 130 мм; группы 6 — 144,3 мм; установки УЭЦН6-500-1100 и УЭЦН6-700-800 — не менее 148,3 мм.

Выбор узлов УЭЦН по характеристике скважин

Основным условием выбора узлов УЭЦН является обеспечение дебита скважины при минимальных затратах. На практике это сводится к нахождению такого сочетания режима работы скважины, типоразмера ПЭД с гидрозащитой, электрокабеля, трансформатора, диаметра НКТ, глубины спуска насоса, которое обеспечило бы заданный дебит при наименьших затратах.

В целом порядок выбора узлов УЭЦН может быть следующим.

Определяют напор насоса, обеспечивающий заданный дебит.

По известным напору и дебиту предварительно выбирают несколько типоразмеров установок насосов по их паспортным характеристикам.

Уточняют параметры насоса при заданной вязкости откачиваемой жидкости (смеси) и по каждой установке проверяют возможность обеспечить заданный дебит.

Определяют допустимое газосодержание на приеме насоса и глубину его подвески.

Уточняют напор, развиваемый насосом в скважине при проектируемой конструкции установки, и свойства откачиваемой жидкости.

Проверяют насос на возможность отбора тяжелой жидкости при освоении.

Определяют температуру электродвигателя в рабочем режиме и уточняют его типоразмер.

Проверяют целесообразность применения ранее выбранного кабеля; соответствие диаметров НКТ и кабеля к внутреннему диаметру эксплуатационной колонны; соответствие рабочего режима трансформатора его паспортной характеристике.

Сравнивают технико-экономические показатели нескольких предварительно выбранных вариантов установок и выбирают наиболее благоприятный.

Сравнивают выбранную УЭЦН с возможными вариантами других механизированных способов добычи нефти.

При конкретных расчетах часть перечисленных этапов можно опустить в зависимости от цели и заданных условий расчета.

При выборе УЭЦН задаются: проектным объемным дебитом скважины по жидкости; глубиной залегания продуктивного пласта; пластовыми температурой и давлением; коэффициентом продуктивности; вязкостью

откачиваемой смеси; давлением насыщения; плотностью сепарированной нефти; газовым фактором; плотностью газа; обводненностью продукции; плотностью воды; объемным коэффициентом нефти; внутренним диаметром эксплуатационной колонны; давлением на устье.

Оптимизация режима работы скважин, оборудованных УЭЦН

Критерием оптимизации работы скважин, оборудованных УЭЦН, также как и для УСШН, являются прирост добычи нефти и увеличение межремонтного периода работы скважин.

Процесс оптимизации включает в себя выявление фонда скважин для проведения технологических мероприятий по оптимизации режимов работы скважин и оборудования, подбор УЭЦН к скважинам, выдачу и внедрение рекомендаций.

Оптимизацию работы УЭЦН по существующему режиму эксплуатации скажины производят следующим образом.

При известных давлении на устье, дебите жидкости и глубине подвески ЭЦН рассчитывают распределение давления в НКТ и строят его график.

По графику распределения давления определяют давление на выкиде насоса на глубине его подвески и давление фонтанирования скважины на интервале перфорации.

По известным величинам дебита, коэффициента продуктивности и пластового давления по формуле $K=Q/\Delta P$ рассчитывают забойное давление.

Определяют давление, развиваемое насосом, как разницу между давлением фонтанирования и забойным давлением. Затем по графику распределения устанавливают соответствие между давлением, развиваемым насосом, и динамическим уровнем.

Рассчитывают напор насоса (в м).

При совпадении или приближении расчетной величины напора с его величиной по характеристике насос считается выбранным.

Подбор УЭЦН к скважине, вводимой из бурения, осуществляют при минимальной величине забойного давления, устанавливаемой анализом работы фонда скважин.

Затем по формуле $K=Q/\Delta P$ определяют дебит скважины. Дальнейшая схема расчета аналогична предыдущей.

При насосной добыче продукции, обводненной на 35—75%, образуются высоковязкие эмульсии. В этих условиях применяют метод оптимизации режима работы скважин, оборудованных УЭЦН, с учетом потерь давления на трение из-за увеличения вязкости водонефтяной смеси.

В наклонных скважинах вначале определяют градиент пространственного угла искривления ствола скважины. Выявляют интервалы искривления эксплуатационной колонны с градиентом более двух градусов на 10 м. Решают задачу по подбору типоразмера УЭЦН и глубины ее подвески. Проверяют вписываемость выбранного типоразмера УЭЦН в эксплуатационной колонне в интервале подвески. Если УЭЦН не вписывается в интервале подвески, то выбирают другой интервал, в котором выполняется условие вписываемости УЭЦН.

Поверхностное оборудование УСШН имеет движущиеся части станка-качалки и электрооборудование. С двух сторон редуктора вращаются кривошипы с грузами уравновешивания. Радиус вращающихся деталей составляет 1,5—2,5 м. Зона вращения этих частей должна быть огорожена для предохранения от травм обслуживающего персонала.

При работах на остановленном станке-качалке необходимо затормозить редуктор. Для этого на валу редуктора имеется тормозной шкив.

Устье скважины оборудуют арматурой, позволяющей отбирать газ из затрубного пространства и проводить исследовательские работы.

Верхний конец устьевого сальника должен возвышаться над уровнем площадки не более чем на 1 м.

При набивке уплотнения устьевого сальника крышка его удерживается на устьевом штоке специальным зажимом.

При крайнем нижнем положении головки балансира расстояние между траверсой подвески устьевого штока и устьевым сальником должно быть не менее 20 см.

Противовес станка-качалки устанавливают на балансире только после соединения балансира с кривошипно-шатунным механизмом и устьевым штоком.

Балансирные противовесы станков-качалок должны состоять из трех секций массой не более 40 кг каждая и должны надежно закрепляться.

При перестановке или смене пальцев кривошипно-шатунного механизма на устьевой шток устанавливают зажим, а шатун надежно прикрепляют к стойке станка-качалки.

Перед пуском станка-качалки необходимо убедиться в том, что редуктор станка не заторможен, ограждения установлены и в опасной зоне нет людей.

До начала ремонтных работ или осмотра оборудования привод отключают, а на пусковом устройстве вывешивают плакат: «Не включать — работают люди».

На скважинах с автоматическим и дистанционным управлением станков-качалок вблизи пускового устройства на видном месте укрепляют щитки с надписью: «Внимание! Пуск автоматический». Щиток с такой же надписью укрепляют и на пусковом устройстве.

Монтаж и демонтаж наземного электрооборудования УЭЦН, осмотр, ремонт и наладку его должен производить электротехнический персонал. Неэлектротехническому персоналу (операторам, мастерам) разрешается только пуск и остановка УЭЦН.

Кабель от станции управления до устья скважины прокладывают на металлических стойках высотой 0,5 м. Все наземное оборудование УЭЦН надежно заземляют. Сопротивление контура заземления должно быть не более 4 Ом.

При спуско-подъемных операциях скорость движения НКТ с кабелем не должна быть более 0,25 м/с. Для намотки и смотки кабеля с барабана используют установки УПК с дистанционным управлением приводом механизированного барабана.

Кабель прикрепляют в НКТ поясами, устанавливаемыми над и под муфтой каждой трубы. Пояса не должны иметь острых кромок.

При спуске и подъеме УЭЦН на устьевом фланце скважины устанавливают приспособление, предохраняющее кабель от повреждения элеватором.

Запрещается прикасаться к кабелю при опробовании электродвигателя УЭЦН на устье скважины.

При работах по погрузке и разгрузке оборудования УЭЦН необходимо соблюдать правила безопасности при такелажных работах. Например, нельзя находиться на пути кабельного барабана, спускаемого лебедкой с откосов машины или саней. Все погрузочные и разгрузочные устройства должны подвергаться периодическим испытаниям и не реже одного раза в 3 месяца осматриваться и регулироваться.

На транспортировочном агрегате все части УЭЦН надежно закрепляют: насосы, гидрозащиту и электродвигатель — скобами и винтами; трансформатор, станцию управления — цепями; барабан — четырьмя винтовыми растяжками — за ось.

ГЛАВА 9

ОРГАНИЗАЦИЯ И ПЛАНИРОВАНИЕ РАБОТ

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Нефтегазодобывающее предприятие — одно из основных производственных единиц нефтедобывающей промышленности.

После перехода нефтяной промышленности на двухзвенную систему управления первичным звеном в отрасли является производственное объединение по добыче нефти и газа.

Производственное объединение образуется министерством, действует на правах предприятия, имеет расчетный счет в Госбанке СССР или Стройбанке СССР.

Успешное выполнение предприятием государственных планов обеспечивается внедрением полного хозяйственного расчета, когда затраты на производство продукции возмещаются собственными доходами от реализации продукции, создается материальная заинтересованность всего коллектива в достижении наилучших результатов при наименьших затратах.

В состав производственного объединения входят нефтегазодобывающие управления (НГДУ). НГДУ создается в составе объединения вышестоящим по отношению к объединению органом, не несет юридической ответственности, не имеет самостоятельного баланса и не может пользоваться положением о государственном социалистическом производственном предприятии.

Права и обязанности НГДУ определяются законодательством и положением, утвержденным руководителем объединения.

НГДУ, расположенное вне места нахождения объединения, имеет текущий счет в учреждении Госбанка СССР и может иметь счет финансирования капитальных вложений в учреждениях Стройбанка СССР.

Основными производственными подразделениями НГДУ являются цех по добыче нефти и газа (нефтепромысел), цех по поддержанию пластового давления (ЦППД) и др. Цех по добыче нефти и газа состоит из аппарата управления и бригад по добыче нефти и газа, возглавляемых бригадами. Бригады обеспечивают работу нефтяных и газовых скважин и других производственных объектов в строгом соответствии с установленными технологическим режимом и правилами технической эксплуатации.

Группа по исследованию скважин состоит из операторов по исследованию, замерщиков дебита скважин и лаборанта по проведению анализов нефти.

Численный состав бригад и групп меняется в зависимости от числа закрепленных за ними скважин, расстояния между скважинами и степени автоматизации и телемеханизации обслуживания скважин.

Основная задача ЦППД заключается в обеспечении нагнетания рабочего агента (воды, газа) в продуктивные пласты. Объем закачиваемого рабочего агента определяется исходя из утвержденных проектов разработки, направленных на обеспечение заданного отбора нефти.

Цех ППД подчиняется непосредственно начальнику НГДУ. Он обеспечивает запланированный режим закачивания воды, контролирует ее объем и качество с помощью контрольно-измерительных приборов, наблюдает за приемистостью нагнетательных скважин.

Цех ППД возглавляет начальник. В аппарат управления цеха входят также старший инженер и старший геолог. В цехе имеется звено по заводнению, которое обслуживает водозаборы, насосные станции, системы внутренних водоводов и нагнетательные скважины. Цех осуществляет ежесуточный учет закачиваемой воды в продуктивные пласты. Со всеми объектами по заводнению имеется телефонная связь.

К вспомогательным производствам в НГДУ относится ремонтная служба, база производственного обслуживания (БПО) и др.

Ремонтная служба проводит капитальный ремонт скважин (КРС) и подземный ремонт скважин (ПРС).

Во время КРС выполняется комплекс работ, связанный с восстановлением работоспособности обсадных колонн, цементного кольца, призабойной зоны, ликвидацией аварий, а также спуском и подъемом оборудования при раздельной эксплуатации и закачивании.

Во время ПРС выполняются работы по замене скважинного и устьевого оборудования, изменению режима эксплуатации, переводу с одного способа эксплуатации на другой, очистке подъемной колонны от парафиносмолистых отложений, солей и песчаных пробок.

Работы по ПРС и КРС осуществляет цех подземного и капитального ремонта скважин (ЦПКРС). ЦПКРС имеет участки, проводящие подземный и капитальный ремонт скважин; подготовительную бригаду, готовящую скважину к КРС и ПРС; бригаду инструментальной площадки, занимающуюся ремонтом и прокатом оборудования, инструмента и т. д.

Цехом руководит начальник и его заместитель — старший инженер. Аппарат управления цеха состоит из старшего геолога, старшего инженера по нормированию, инженеров по ПРС и КРС, старшего инженера-диспет-

чера. Все операции по отчетности и снабжению проводятся централизованно через бухгалтерию НГДУ и базу материально-технического снабжения.

Участок ПРС состоит из бригад подземного ремонта во главе с мастером. Бригады работают по непрерывному графику в две или три смены. Во время работы у устья скважины находятся оператор и его помощник, у самоходного агрегата — машинист автотранспортной колонны. Работу по ремонту скважины возглавляет начальник участка.

Участок КРС состоит из бригад капитального ремонта скважин. Бригады работают по непрерывному графику в дви или три смены. Бригадой руководит мастер. У устья скважины работают бурильщик и помощник бурильщика. Участок возглавляет начальник — старший мастер по сложным работам.

Подготовительную бригаду возглавляет старший мастер по сложным работам, имеющий двух заместителей — мастеров по подготовке скважин к подземному и капитальному ремонтам. В состав бригады входят операторы и помощники операторов по подготовке скважин к подземному и капитальному ремонтам, вышкомонтажники и подсобные рабочие. Бригада в основном работает в две смены.

Бригаду инструментальной площадки возглавляет заведующий этой площадкой. В бригаду входят дежурные рабочие, слесари по турбобурам, слесари-инструментальщики, бурильщики КРС, мойщики спецодежды и подсобные рабочие.

БПО осуществляет прокат и все виды ремонта наземного нефтепромыслового оборудования. Имеет в своем составе прокатный цех эксплуатационного оборудования и прокатный цех электрооборудования и электроснабжения. Эти цехи, кроме проката нефтепромыслового оборудования и инструмента, проводят их ремонт, модернизацию отдельных узлов и деталей; осуществляют обкатку оборудования и средств автоматизации; обеспечивают нефтепромысловые объекты необходимыми запасными частями; осуществляют консервацию и хранение неустановленного оборудования и т. д.

ОРГАНИЗАЦИЯ ТРУДА

Организация труда — составная часть организации производства. Цели и задачи организации труда и производства едины и заключаются в обеспечении наиболее эффективного использования трудовых и материально-технических ресурсов.

Объектом организации труда является живой труд, т. е. труд исполнителей, выполняющих определенные задания на рабочих местах.

Производительность труда в большей степени зависит от того, насколько хорошо соединены в производственном процессе средства труда (машины и оборудование, инструменты и приспособления, производственные здания и сооружения, средства перемещения грузов, средства связи); предметы труда (все то, что подвергается обработке: уголь, руда, нефть, металл, хлопок, древесина и т. д.) и рабочая сила. Эта задача решается прежде всего на основе научной организации труда (НОТ).

Под НОТ понимают совокупность научно-обоснованных организационно-технических, экономических, санитарно-гигиенических и психо-физиологических мероприятий для обеспечения рационального соотношения и соединения рабочей силы, средств и предметов труда с целью повышения производительности труда, облегчения и обеспечения безопасности труда.

НОТ охватывает большой круг вопросов, которые не могут быть решены каким-либо одним отделом (службой) предприятия. Поэтому участие в НОТ — обязанность всех специалистов.

Руководитель предприятия создает группы специалистов из сотрудников различных отделов, цехов и служб. Этим сотрудникам поручается разработка НОТ на конкретных участках производства.

Сначала рекомендуют составлять специальные планы по разработке НОТ на каждом рабочем месте. Ответственность за составление планов несут начальники участков, цехов, отделов организации труда, технического нормирования и заработной платы.

НОТ необходимо внедрять в первую очередь на наиболее «узких» производственных участках, нарушающих нормальную работу предприятия и имеющих тяжелые условия труда. Объектом для разработки планов НОТ могут быть рабочие места бригад, участки и цеха.

В работе по НОТ выделяют три этапа: изучение и анализ существующей организации труда, разработка планов НОТ; внедрение планов НОТ.

Изучают и анализируют определяющие факторы: формы организации труда; использование рабочего времени; организацию и оснащение рабочего места, участка, цеха; условия труда; приемы труда; квалификацию рабочих; нормирование и оплату труда.

Разработку плана НОТ начинают пояснительной запиской, в которой характеризуют существующее положение, указывают недостатки и определяют задачи по улучшению организации труда. План НОТ обсуждают на рабочем собрании бригады, участка или цеха, чтобы собрать замечания и предложения рабочих и инженерно-технических работников. После уточнения план рассматривают на заседании технико-экономического совета и затем утверждают у руководителя предприятия.

За внедрение НОТ отвечает непосредственно руководитель предприятия. Внедрение некоторых мероприятий связано с обучением работников новым приемам труда, новому порядку обслуживания рабочего места, проведением на рабочем месте инструктажа. Инструктаж поручают наиболее квалифицированным работникам или специальным инструкторам.

Важнейшая задача НОТ — правильный выбор разделения и кооперации труда.

В нефтяной промышленности широко распространена бригадная форма организации труда как наиболее эффективная форма разделения и кооперации труда.

Коллективную (бригадную) форму организации труда применяют в следующих случаях: когда по условиям работы производственное задание не может быть расчленено между отдельными исполнителями; если невозможно выполнить данную работу в установленные сроки силами одного человека; согласованная совместная работа группы рабочих для обслу-

живания крупных и сложных производственных агрегатов; большая продолжительность цикла обработки деталей.

В зависимости от характера кооперации труда рабочих и условий производства создаются производственные бригады двух видов — специализированные и комплексные.

Специализированная бригада состоит в основном из рабочих одной-двух профессий, выполняющих сходные технологические операции над одинаковыми и разными изделиями (бригады по испытанию, подземному и капитальному ремонту скважин). Специализированные бригады создают при достаточном объеме и фронте работ, чтобы обеспечить полную занятость рабочих и эффективное использование оборудования.

Комплесная бригада состоит из рабочих различных профессий. Такие бригады создают при большой территориальной разбросанности или труднодоступности объектов работ, невозможности полной загрузки рабочих в течение смены, различных затратах труда на выполнение отдельных видов работ рабочих различных профессий, при работах с широким совмещением профессий.

Разновидность специализированных и комплексных бригад — сквозные бригады, объединяющие рабочих, занятых в нескольких сменах (или одной смены, но выполняющих весь комплекс взаимосвязанных работ по изготовлению продукции).

В нефтяной промышленности особенно важно создание благоприятных условий труда для рабочих, находящихся на открытом воздухе при выполнении технологических процессов (обслуживание скважин операторами по добыче нефти, подземный и капитальный ремонт скважин и др.).

На предприятиях Министерства нефтяной промышленности широко развито совмещение профессий. Доплата рабочим за совмещение профессий производится только в тех случаях, когда в результате совмещения профессий сокращается численность рабочих по сравнению с численностью по отраслевым нормативам обслуживания, или утвержденным вышестоящей организацией, а в случае отсутствия таких норм — по нормативам или нормам обслуживания, установленным руководителем предприятия.

Премии начисляют по основной работе с учетом суммы установленной доплаты за совмещение профессий.

Если на предприятии внедрены более прогрессивные нормы обслуживания, учитывающие совмещение профессий, доплата не производится.

Совместительство оформляется приказом по предприятию (организации) с указанием размера доплат. Записи в трудовых книжках производятся только по основной профессии рабочего.

Одно из важнейших условий высокопроизводительной работы на производственных участках — применение рациональных графиков сменности работы с учетом технологического процесса производства.

Правильно запроектированные графики сменности работы должны обеспечивать: равномерное чередование времени работы и отдыха, нормальный ежедневный межсменный и еженедельный отдых; условия для наилучшей организации производства и труда; условия для максимального использования оборудования, автотранспорта; условия для непрерывного роста производительности труда.

График сменности для основных и вспомогательных цехов, баз должен быть увязан с режимами работы транспорта, детских, медицинских и культурно-бытовых учреждений, предприятий торговли, общественного питания и коммунального обслуживания.

При разработке (выборе) графиков сменности учитывают использование резервов времени путем изменения (сокращения) сменности обслуживания скважин с внедрением соответствующих мероприятий (например, применение износостойких полиэтиленовых сальников, телемеханизация и автоматизация процессов и т. д.).

Для обеспечения нормального функционирования производства в выходные дни рекомендуют применять такие графики выходов бригад и отдельных рабочих, которые позволяют при сохранении общего выходного дня иметь в воскресные дни на производстве специалистов для выполнения неотложных работ.

В последние годы в нефтяной помышленности развиты новые передовые формы организации труда. Например, заслуживает внимания внедрение бригадных форм организации труда в объединении Башнефть. Здесь разработаны типовые положения и рекомендации, регламентирующие деятельность бригад.

Все бригады по добыче нефти и газа и бригады по ремонту и обслуживанию нефтепромыслового и энергетического оборудования непосредственно на объектах добычи нефти были переведены на сдельную систему оплаты труда независимо от наличия средств учета бригадной добычи. Цель такого перевода заключалась в совершенствовании оплаты труда, повышении его производительности и заинтересованности рабочих и бригады в целом в конечных результатах своего труда.

Предварительно была проведена большая подготовительная работа: для организации бригадного учета добычи нефти с помощью турбинных расходомеров разработали мероприятия по реконструкции системы сбора нефти, строительству дополнительных сепарационных узлов, дожимной насосной станции (ДНС), монтажу узлов учета, прокладке кабельных линий и дополнительных нефтегазопроводов.

Фактическая добыча нефти по бригадам определяется на основании информации, поступающей с автоматической групповой замерной установки (АГЗУ) типа «Спутник». Эту информацию обрабатывает кустовой информационно-вычислительный центр (КИВЦ) и по специальной форме выдает каждому НГДУ объединения.

Оперативный и накопительный учет добываемой каждой бригадой нефти выполняет ЭВМ по специальной программе.

Для дальнейшего совершенствования бригадного хозрасчета в добыче нефти и газа в НГДУ провели работу по установлению плановооценочных показателей для бригад.

Например, бригаде выдают хозрасчетную карту со следующими показателями: норма добычи нефти и газа в сутки и на месяц; фонд скважин по способам эксплуатации; межремонтный период работы скважины; коэффициенты эксплуатации и использования фонда скважин; количественно-квалификационный состав рабочих; фонд заработной платы; фонд мастера и лимит расхода материалов и др.

Норму добычи нефти и газа по бригадам устанавливает геологическая служба нефтепромысла. Для этого через каждые 5 суток производят замер дебита, отбирают пробы. В конце текущего месяца (не позднее 25-го числа) на основании проведенных замеров и анализов устанавливают режим работы скважин, среднесуточный дебит и данные по замеру и анализу проб.

Технологическая служба нефтепромысла ежемесячно составляет графики организационно-технических и геолого-технических мероприятий на следующий месяц.

На основании установленного дебита и плановых простоев рассчитывают норму добычи нефти и газа по каждой бригаде в отдельности.

Рабочих бригад по добыче нефти и газа премируют: за выполнение норм по добыче — до 30%, а за каждые 0,1% перевыполнения норм — до 5% сдельного заработка. Распределение сдельного приработка и премии производят с согласия бригад с помощью КТУ.

Для расчета сдельного заработка не позднее 2-го числа каждого месяца в бухгалтерию НГДУ представляют: табель по установленной форме; наряд на добычу нефти; протокол заседания совета бригады об установлении КТУ членам бригады; размер причитающейся бригаде премии в процентах; сумму сдельного приработка, представляющего разницу между сдельным заработком бригады и сдельным тарифом за отработанное время и процент индивидуальных затрат на совмещение профессий, расширение зон обслуживания или увеличение выполняемых работ, или сумму бригадных доплат за совмещение профессий.

Бухгалтерия НГДУ производит расчеты каждому рабочему бригады: тарифа с учетом КТУ (приведенный тариф); сдельного приработка (распределение с учетом КТУ) и сумм индивидуальных доплат.

Рабочим бригад по добыче нефти и газа установлены доплаты за совмещение профессий замерщика дебита скважин, электромонтера по обслуживанию электрооборудования, слесаря-ремонтника, слесаря КИП и А, тракториста, стропальщика. За расширение зон обслуживания рабочим установлены дифференциальные доплаты за сверхнормативное количество скважин или повышены базовые КТУ (например, исходные базовые КТУ, равные единице, повышаются до 1,15—1,20).

Оплату труда рабочих бригад по ремонту и обслуживанию оборудования производят по бригадной косвенной сдельно-премиальной системе в зависимости от результатов труда обслуживаемых бригад по добыче нефти и газа.

Также повысилась эффективность работы бригад ПРС после перевода их на работу по новым планово-оценочным показателям по опыту НГДУ Арланнефть. Уровень зарплаты определяется не количеством ремонтов, как было раньше, а сокращением простоев скважин.

Стимулирование производят за выполнение месячного плана по добыче нефти по обслуживаемому нефтепромыслу, обязательных ремонтов с ГТМ, обеспечивающими наибольший прирост добычи нефти от ремонта, соблюдение или снижение ежесуточного норматива числа законченных ремонтов скважин и ежесуточного норматива числа простаивающих скважин в ожидании ремонта.

В бригадах ПРС, обслуживающих зону одного нефтепромысла, распределение коллективного заработка производят по КТУ и коэффициенту оценки работы (КО) той или иной бригады в общезональном результате труда. Такой подход способствовал определению структуры организации производства в ПРС. Например, стали создаваться укрупненные бригады, в состав которых вошли подготовительные бригады; повысилась ответственность бригады за работоспособность закрепленного за ней фонда скважин и заинтересованность в освоении профессий, необходимых при проведении ПРС.

Такая организация труда способствует повышению заработка бригад и качества ремонтов.

НОРМИРОВАНИЕ ТРУДА

Нормирование труда — составная часть научной организации труда.

Нормирование труда состоит из технико-экономического и физиологического обоснования необходимых (нормативных) затрат труда, измерения и оценки трудовых затрат на основе норм, а также разработки мероприятий по внедрению этих норм в производство.

Норма труда (или мера труда) — максимально допустимая величина затрат труда на изготовление единицы изделия или на выполнение определенного объема работ в разумных для данного предприятия организационно-технических условиях производства.

Для нормирования труда на предприятиях нефтяной промышленности применяют нормы времени, выработки, обслуживания и нормативы (расчетные величины затрат рабочего времени, материальных и денежных ресурсов) численности. Все они взаимосвязаны и применяют их на предприятиях одновременно.

Норма времени — количество рабочего времени, которое работник требуемой квалификации должен затратить на выполнение единицы работы (операцию, готовое изделие) при данных организационно-технических условиях производства и при условии выпуска доброкачественной продукции. Нормы времени измеряют в часах и минутах или в человеко-часах и человеко-минутах, если наряду с продолжительностью оценивают и общую трудоемкость работ.

Норма выработки — количество единиц определенной доброкачественной продукции (операций, готовых изделий), которое должно быть произведено работником требуемой квалификации в единицу времени (час, смену и т. д.) при данных организационно-технических условиях производства. Следовательно, норма выработки является величиной пропорциональной норме времени. Как правило, нормы выработки устанавливают в тех случаях, когда работник в течение всей смены изготавливает одну и ту же продукцию.

Норма обслуживания — минимальное в разумных для данного рабочего места организационно-технических условиях число единиц оборудования, аппаратов, установок (рабочих мест и т. д.), которое должно обслуживаться рабочими или группой рабочих требуемой квалификации и профессионального состава. Например, в добыче нефти определяют нормативное

число скважин, которое одновременно обслуживает группа или комплексное механизированное звено; норму обслуживания насосных станций и т. д.

Нормативы численности устанавливают численность работников требуемой профессии и квалификации, необходимую для выполнения единицы объема работ по обслуживанию одной машины (установки, аппаратуры и т. д.) при разумных организационно-технических условиях производства на рабочем месте. Например, в добыче нефти устанавливают нормативы численности обслуживания одной скважины.

Из перечисленных норм исходной является норма времени, на основе которой определяют остальные нормы.

При обосновании норм затрат труда предварительно разрабатывают нормативные материалы. В зависимости от сферы применения их подразделяют на отраслевые и межотраслевые, а по территориально-административному признаку — на общесоюзные, республиканские, районные и местные.

Таким образом, основные задачи технического нормирования — изучение рабочего времени, выявление необходимых и излишних его затрат, отражение в нормах только таких затрат времени, которые действительно необходимы для выполнения производственных заданий.

ОРГАНИЗАЦИЯ ЗАРАБОТНОЙ ПЛАТЫ

Заработная плата в социалистическом обществе представляет собой выраженную в денежной форме часть общественного продукта (продукции, созданной обществом за год), поступающая в личное потребление трудящихся в соответствии с количеством затрачиваемого ими труда.

Различают номинальную и реальную заработную плату. Номинальная заработная плата — денежная сумма, получаемая трудящимися за проделанную работу в течение определенного времени (например, месяца); реальная заработная плата — количество предметов потребления и услуг, которое трудящийся может фактически приобрести на свою номинальную заработную плату при существующих ценах на предметы потребления и услуги, а также с учетом величин взимаемых налогов.

При организации заработной платы необходимо обеспечить точный учет количества и качества труда, затрачиваемого каждым работником при производстве продукции.

Важным требованием в области организации заработной платы является обеспечение зависимости ее размера от результатов труда не только отдельного работника, но и всего производственного коллектива. Разумная организация заработной платы способствует укреплению принципов хозяйственного расчета предприятия и отдельных его подразделений, укреплению трудовой дисциплины, экономии материалов, топлива, электроэнергии, инструментов и т. д.

Конечная задача правильной организации заработной платы — обеспечение неуклонного подъема производительности труда при соблюдении требований расширенного социалистического воспроизводства (непрерывного движения и возобновления процесса производства, т. е. материальных

благ, рабочей силы и производственных отношений). Эти требования могут быть выполнены лишь тогда, когда темпы роста производительности труда будут опережать темпы роста средней заработной платы.

Организация заработной платы постоянно совершенствуется. Это объясняется быстрым ростом научно-технического прогресса, развитием социалистического соревнования, что порождает новые формы и методы организации труда. Совершенствование заработной платы усиливает ее стимулирующую роль в повышении эффективности производства.

Главная особенность коренной перестройки системы заработной платы в интересах повышения эффективности труда — повышение ставок и окладов за счет зарабатываемых трудовыми коллективами средств. Таким образом, совершенствование заработной платы должно стать составной частью внедрения нового хозяйственного механизма, перехода на полный хозрасчет и самофинансирование.

Регулирование заработной платы по отраслям промышленности и установление правильных отношений в оплате квалифицированного и неквалифицированного, тяжелого и легкого труда осуществляют применением тарифной системы (тарифно-квалификационных справочников, тарифных сеток и тарифных ставок).

Тарифно-квалификационный справочник содержит подробное описание и характеристику сложности видов работ и в соответствии с этим основные требования к объему знаний исполнителя. Простые работы отнесены к низким разрядам, сложные — к высоким. На основе этих данных в соответствии со специальностью и квалификацией рабочих установлены определенные разряды и уровень оплаты труда.

Тарифную сетку применяют для определения соотношений в оплате труда рабочих различного уровня, квалификации. Она представляет собой совокупность разрядов, которым соответствуют тарифные коэффициенты. Тарифный коэффициент показывает, во сколько раз тарифная ставка данного разряда выше ставки первого разряда (тарифный коэффициент первого разряда равен единице).

Тарифная сетка, действующая на предприятиях нефтегазодобывающей промышленности, содержит шесть разрядов (I — VI) со следующим соотношением тарифных коэффициентов (в скобках указано нарастание в процентах к предыдущему коэффициенту):

разряды	I	II	III	IV	V	VI
коэффициенты . . .	1,0	1,06	1,224	1,376	1,576	1,865
		(10)	(11)	(12)	(15)	(18)

Сама тарифная сетка еще не устанавливает размера оплаты труда. Для этого используют тарифные ставки.

Тарифная ставка — выраженный в денежной форме размер оплаты труда рабочего определенного разряда за час, день, месяц работы или за выполнение часовой, дневной, месячной нормы выработки.

Руководителям объединений, предприятий и организаций предоставляется право по согласованию с профсоюзными комитетами вводить надбавки к тарифным ставкам за профессиональное мастерство в следующих размерах: для рабочих III разряда — до 12%, IV разряда — до 16%;

V разряда — до 20%; VI и более высоких разрядов — до 24% соответствующей тарифной ставки. Надбавки не выплачиваются в тот месяц, в котором выявлены случаи брака или снижения качества продукции.

Повышение ставок и окладов производится за счет экономии фонда заработной платы, получаемой благодаря сокращению численности персонала, а также за счет прироста фонда заработной платы (в том числе в связи со сверхплановым выпуском продукции), на основе пересмотра норм выработки и изменения структуры заработной платы.

В ходе перестройки заработная плата будет расти неравномерно у всех предприятий, а в непосредственной зависимости от улучшения результатов труда, в меру роста его производительности.

В процессе совершенствования заработной платы предусматривается всемерное развитие коллективных форм организации и стимулирования труда, особенно бригадного хозрасчета и коллективного подряда.

ОРГАНИЗАЦИЯ СОЦИАЛИСТИЧЕСКОГО СОРЕВНОВАНИЯ

Социалистическое соревнование открывает широкие возможности для полного выявления и использования внутренних резервов предприятий, совершенствования техники, роста объема производства и повышения производительности труда, снижения себестоимости продукции.

Основными принципами социалистического соревнования являются: товарищеская помощь; использование опыта передовиков производства; товарищеское содружество трудящихся; обеспечение широкой гласности производственных достижений; обеспечение сравнимости результатов соревнования отдельных коллективов.

На нефтегазодобывающих предприятиях распространено соревнование между бригадами по добыче нефти и газа, между бригадами по подземному и капитальному ремонту скважин, между различными вспомогательными цехами.

Одна из форм социалистического соревнования — комплексное соревнование коллективов нефтедобытчиков, нефтепереработчиков, работников трубопроводного транспорта, научно-исследовательских и проектных институтов. Общий девиз соревнования — обеспечить наивысшую эффективность производства и качества работы всех звеньев производства «от скважины до потребителя».

Высшей формой социалистического соревнования на современном этапе является движение коллективов и ударников коммунистического труда. Это движение основано на сознательной социалистической дисциплине трудящихся, на их повседневной заботе о повышении производительности труда и эффективности производства.

При подведении итогов социалистического соревнования между бригадами по добыче нефти учитывают выполнение плана и социалистических обязательств по добыче нефти; выполнение плана пуска в эксплуатацию бездействующих скважин и сокращение бездействующего фонда эксплуатации скважин.

При подведении итогов социалистического соревнования между бригадами подземного и капитального ремонта скважин учитывают перевыполнение плана и социалистических обязательств; сокращение сроков ремонта против нормативных; отсутствие аварий, повторных ремонтов по вине бригады и межремонтный период работы скважин (в ПРС); снижение стоимости работ (в КРС).

Итоги социалистического соревнования бригад, участков, цехов подводят областной комитет профсоюза работников нефтяной и газовой промышленности и соответствующие производственные объединения ежеквартально. Материалы (справки на участников соревнования, протоколы комитетов профсоюза) представляют в производственные объединения и обкомы профсоюза не позднее 15 числа следующего за отчетным кварталом месяца.

Для победителей в социалистическом соревновании утверждают денежные премии из централизованных фондов материального поощрения производственных объединений, почетные грамоты, вымпелы, переходящие Красные Знамена.

ГЛАВА 10

ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Под охраной недр понимают осуществление комплекса мероприятий, предотвращающих открытое фонтанирование, грифонообразование и обвалы стволов скважин, потери нефти в недрах из-за низкого качества вскрытия бурением продуктивных пластов и преждевременного обводнения или дегазации их в процессе разработки; предусматривающих изоляцию друг от друга нефтяных, газовых и водоносных пластов, обеспечение герметичности колонн и высокого качества их первичного цементирования; поддержание скважин в хорошем техническом состоянии в процессе их эксплуатации путем своевременного и качественного проведения ремонтных работ.

Под охраной окружающей среды понимают предотвращение загрязнения биологических (живая природа), земельных, водных ресурсов и воздушного бассейна.

ИСТОЧНИКИ ЗАГРЯЗНЕНИЯ НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ

В процессе эксплуатации месторождений длительное закачивание воды в продуктивные пласты для поддержания пластового давления приводит к заметному уменьшению минерализации пластовой воды и концентрации хлоридов и увеличению концентрации сульфатов.

Развитие биохимических процессов в нефтяной залежи или сульфат-редукция (редукция в биологии — уменьшение размеров органов, упрощение их строения, а нередко и утрата свойственной им функции) увеличивают содержание сероводорода в нефти, пластовых водах и газе, что способствует снижению проницаемости пластов. Сульфат-редукция осо-

бенно быстро развивается при заводнении пластов пресными и маломинерализованными водами, которые содержат сульфаты и сульфатвосстанавливающие бактерии.

В закачиваемых пресных водах развита микрофлора (совокупность микроорганизмов). Например, в пресных водах установлено большое количество денитрифицирующих (снижающих содержание азота в почве) водородоокисляющих бактерий.

Закачивание в пласт пресных, промысловых, сточных и морских вод и их смешение изменяют химический состав пластовых вод.

В районах размещения промышленных предприятий нефтяной промышленности загрязнения почвы и почвогрунтов происходят при разливах нефти, нефтепродуктов и нефтепромысловых сточных вод, содержащих различные химические реагенты, используемые в технологических процессах.

Например, за счет загрязнения нефтью в почве резко возрастает величина соотношения углерод — азот. Это ухудшает азотный режим почв и нарушает корневое питание растений. Почва самоочищается очень медленно путем биологического разложения нефти.

В районах нефтедобычи, особенно при строительстве трубопроводов, временных дорог, линий электропередач, площадок под будущие поселки, нарушение природного равновесия наблюдается при обустройстве промыслов и нередко сопровождается нарушением растительного покрова почвы.

Основные источники загрязнения наземных и подземных пресных вод в районах добычи нефти: сброс промысловых сточных вод на поля испарения; сброс сточных вод в поверхностные водоемы и водостоки; разливы промысловых сточных вод при прорывах водоводов; попадание поверхностных стоков нефтепромыслов в наземные воды; переток высокоминерализованных вод глубинных горизонтов в пресноводные горизонты из-за негерметичности колонн скважин; попадание сточных вод в пресноводные горизонты при нарушении герметичности нагнетательных и поглощающих скважин.

В нефтяной промышленности широко применяют поверхностноактивные вещества ПАВ при различных технологических процессах. В то же время ПАВ даже в малых дозах отрицательно действует на обитателей водоемов и растительный мир. При закачивании ПАВ в пласты может произойти загрязнение пластовых и промысловых сточных вод, а также почвы. С атмосферными осадками или сточными водами ПАВ проникают в открытые водоемы и фильтруются в верхние слои грунтовых вод.

Основые причины загрязнения окружающей среды при закачивании в пласты ПАВ: негерметичность систем и оборудования; отсутствие предохранительных устройств на случаи аварий; отсутствие автоматических систем отключения установки закачивания ПАВ в случаях остановки КНС и аварий в нагнетательных скважинах; отсутствие механизации слива ПАВ из бочек; неправильное хранение тары с ПАВ; отпуск ПАВ для бытовых нужд; незнание обслуживающим персоналом физико-химических свойств ПАВ и последствий загрязнения окружающей среды; нарушение техники безопасности и санитарной гигиены.

В районах добычи нефти атмосфера загрязняется сернистыми соединениями в результате сжигания минерального топлива в стационарных установках.

Сернистый газ при малых концентрациях вызывает у человека раздражение глаз, горла, дыхательных путей, а при высоких концентрациях развиваются одышка, бронхит, воспаление легких и другие болезни. Длительное вдыхание сернистого газа может привести к поражению печени.

При неполном сгорании жидкого минерального топлива образуются оксиды азота. Они вызывают у людей заболевание верхних дыхательных путей и служат одной из причин поражения лесов, расположенных вблизи промышленных центров. Источники выбросов таких газов — автотранспорт и различные топливные установки.

Сжигание угля и нефтепродуктов (мазута) загрязняет атмосферу пылью, копотью, оксидами углерода, серы, соединениями мышьяка и другими вредными веществами. Источники таких примесей — различные двигатели внутреннего сгорания, мелкие котельные и другие топливные установки.

Чаще всего в атмосферу выбрасываются легкие углеводороды (метан — пентан), концентрация которых нередко превышает предельно допустимые величины. Установлено, что 75% выделяемых углеводородов поступает в атмосферу, 20% — в воду и 5% — в почву.

Следовательно, основными загрязнителями атмосферы в районах добычи нефти являются углеводороды, оксиды серы, азота, углерода и твердые частицы.

В попутных газах нефтяных месторождений больше повышенных содержаний легких углеводородов, чем в природном газе. Попутный газ некоторых месторождений содержит сернистые соединения. При сжигании газа в факелах образуются различные химические соединения, время осаждения которых варьирует: диоксид серы — 6 дней, диоксид азота — 7 дней, диоксид и оксид углерода — год и более.

Меньше всех самоочищению в атмосфере подвергается диоксид серы, что способствует накоплению в атмосфере аэрозолей серной кислоты и сернокислого аммония. При соединении этих аэрозолей с пылью опасность загрязнения атмосферы еще больше увеличивается. Диоксид серы окисляется до сульфатов, которые могут выпадать с дождем и отравлять живые организмы.

ПРИРОДООХРАНИТЕЛЬНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ

После завершения бурения и освоения скважины производят рекультивацию земли (полное или частичное восстановление земли, нарушенной предшествующей хозяйственной деятельностью). Эмульсию, глинистый раствор и сточные воды вывозят в специально отведенные места или на соседние бурящиеся скважины для последующего использования. Вывозят также все твердые компоненты (за исключением шлама) на соседние буровые для использования или перевозки на базу. Шлам и небольшое количество оставшихся твердых компонентов заваливают в земляные амбары неплодородным грунтом и сверху утрамбовывают бульдозером. Затем площадку покрывают черноземом, снятым до начала строительства объекта

(буровой), и разравнивают бульдозером равномерно по всей площадке. Для повышения эффективности рекультивации земли рекомендуют разравненную площадку вспахать, бороновать и добавить навоз (40 т на 1 га) и гипс (до 20 т на 1 га).

Для охраны земель нефтедобывающими предприятиями проводятся следующие мероприятия:

предотвращение попадания в почву и почвогрунты различных химических реагентов, используемых в технологических процессах;

ликвидация амбаров нефти у скважин, сборных пунктов, головных сооружений и установок подготовки нефти;

сокращение размеров земельных участков под строительство нефтепромысловых объектов за счет применения прогрессивных методов строительства промысловых объектов, комплексных блочных установок, кустового бурения;

сокращение аварий в добыче нефти и бурении за счет строгого выполнения планово-предупредительных ремонтов оборудования, применения средств и методов предотвращения коррозии.

В природных условиях естественное самоочищение водоемов от ПАВ протекает медленно. Это особенно часто наблюдается в небольших реках с недостаточным разбавлением сточных вод и в холодный период года, даже если в воде находятся биологические мягкие вещества. При эффективной очистке смеси бытовых и производственных вод, поступающих на очистные сооружения, не должны содержать «биологически жесткие» ПАВ (ОП-10, ОП-7 и др.).

На нефтепромыслах при разливе ПАВ на почву его сжигают. Для предотвращения загрязнения окружающей среды ПАВ разработана блочная установка УДПВ-5 для дозирования ПАВ при закачивании воды и продуктивные пласты. При использовании блочной установки осуществляются следующие мероприятия: обеспечивается герметичность систем подготовки и нагнетания ПАВ; механизация погрузочно-разгрузочных работ и операции слива; слив ПАВ из бочек в специальной камере и перекачивание в накопительную емкость; герметичный прием ПАВ из автоцистерн без остановки технологического процесса; промывание емкостей, насосов и трубопроводов горячей и холодной водой; автоматическое прекращение подачи и управления процессами подготовки и нагрева ПАВ.

Таким образом, процесс подготовки и закачивания ПАВ с использованием блочной установки УДПВ-5 осуществляют по закрытой герметичной системе, предотвращающей вредное воздействие ПАВ на обслуживающий персонал и окружающую среду.

Во всех случаях применения «биологически жестких» ПАВ типа ОП-10 необходимо принять меры по охране здоровья рабочих, предупреждению пожаров и исключению загрязнения окружающей среды.

Мероприятия по охране недр должны обеспечивать прежде всего надежную изоляцию продуктивных и водоносных горизонтов в процессе цементирования.

В современных системах сбора и транспортирования нефти и газа герметизация предусмотрена на всем пути их движения от скважины до центрального пункта подготовки нефти (ЦППН). Эта система сбора яв-

ляется напорной, использующей пластовую энергию (или напор насоса при механизированной добыче нефти) для транспортирования продукции скважин под давлением до ЦППН. Если давление недостаточно, то газонасыщенную нефть перекачивают дожимными насосными станциями ДНС или насосами промежуточных сборных пунктов (ПСБ).

При добыче высокообводненных нефтей основную массу воды отделяют от нефти еще до установок подготовки нефти.

Внедрение герметизированных напорных систем сбора и подготовки нефти и воды позволило уменьшить потери нефти (нефтепродуктов) от испарения в 2-2,5 раза.

В последние годы разработаны «Унифицированные технологические схемы комплексов сбора и подготовки нефти, газа и воды нефтедобывающих районов». При этом для группы нефтяных месторождений сооружают один центральный пункт сбора (ЦПС). Его размещают на базовом месторождении, дающем более 40% общей добычи нефти района. Использование таких схем значительно уменьшает загрязнение окружающей среды.

Общее количество вредных выбросов в районах добычи нефти и газа можно снизить широким внедрением различных методов утилизации и очистки газа.

Большую работу проводят по охране недр и окружающей среды при ремонтах и обработках скважин. Например, при ремонтно-изоляционных работах с применением тампонажных растворов, необходимо предотвратить попадание различных химических продуктов через негерметичности колонн в верхние водоносные горизонты. Для предотвращения этого предварительно колонну опрессовывают и, при необходимости, производят работы по ликвидации негерметичности.

Для предотвращения перетоков технологических жидкостей в незапланированные горизонты по негерметичному цементному кольцу перед ремонтом или обработкой призабойной зоны производят геофизические исследования и устанавливают направление и объем перетока. Затем проводят ремонт цементного кольца.

Сероводородсодержащую пластовую воду, используемую для глушения скважин и других технологических нужд, перед ее сбором в накопители нейтрализуют. После нейтрализации сероводорода пластовая вода должна быть нетоксичной и пригодной для глушения, промывания и долива скважины.

Для предотвращения фильтрации загрязненных жидкостей в грунтовые воды внутренние поверхности сточных сетей, шламовых амбаров должны быть выполнены из противофильтрующих элементов. Оптимальные результаты дает замена земляных амбаров металлическими резервуарами с циркуляционной системой.

При ремонте скважин в пойменных зонах естественных водоемов разрабатывают дополнительные мероприятия, предотвращающие загрязнение грунтов и паводковых вод вредными веществами и производственными отходами.

При аварийных разливах промышленные стоки с вредными веществами сразу же собирают в приямки и нейтрализуют на месте.

Вещества, извлекаемые при очистке резервуаров, аппаратов и комму-

никаций закапывают в местах, указанных местными органами пожарного и санитарного надзора.

По окончании ремонта скважины очищают загрязненные нефтью и химреагентами участки вокруг скважины, засыпают амбары для шлама. Шлам вывозят специальным транспортом с металлической емкостью или контейнером.

В процессе ремонта скважины и после его завершения бытовой и производственный мусор собирают и вывозят в места свалки, согласованные с землепользованием. Часть мусора сжигают или засыпают в шламовых амбарах перед их ликвидацией.

Освоение скважины после ремонта, во время которого откачивают задавочную жидкость для вызова притока из пласта, производят после полной сборки устьевой арматуры.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Амиян А. В.* Применение двухфазных пен в нефтедобыче. М., Высшая школа, 1983.

2. *Амиян В. А., Амиян А. В., Васильева Н. П.* Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов. М., Недра, 1980.

3. *Аптикаев Р. С.* Применение концентрированных растворов кислот для обработки призабойной зоны нагнетательных скважин.— Труды Башнипинефть, 1983, вып. 64, с. 176—183.

4. *Баймухаметов К. С.* Геологические принципы выделения эксплуатационных объектов в многопластовых терригенных толщах месторождений Башкирии.— Труды Башнипинефть, 1985, вып. 71, с. 3—92.

5. *Басниев К. С.* Добыча и транспорт газа и газового конденсата. М., Недра, 1985.

6. *Блажевич В. А., Уметбаев В. Г.* Справочник мастера по капитальному ремонту скважин. М., Недра, 1985.

7. *Бухаленко Е. И., Абдуллаев Ю. Г.* Техника и технология промывки скважин. М., Недра, 1982.

8. *Вахитов Г. Г., Кузнецов О. Л., Симкин Э. М.* Термодинамика призабойной зоны нефтяного пласта. М., Недра, 1978.

9. *Вахитов Г. Г., Симкин Э. М.* Использование физических полей для извлечения нефти из пластов. М., Недра, 1985.

10. *Гадиев С. М.* Использование вибраций в добыче нефти. М., Недра, 1977.

11. *Дияшев Р. Н.* Совместная разработка нефтяных пластов. М., Недра, 1984.

12. *Добыча*, подготовка и транспорт природного газа и конденсата/Под ред. Ю. П. Коротаева, Р. Д. Маргулова. М., Недра, 1984.

13. *Задачи* в области охраны недр и окружающей среды на промышленных предприятиях Миннефтепрома/М. М. Саттаров, Г. П. Вдовыкин, Т. Д. Трунилина, Г. С. Кесельман — Экономика и управление нефтяной промышленности, 1984, № 7, с. 1—5.

14. *Ибрагимов Г. З., Сорокин В. А., Хисамутдинов Н. И.* Химические реагенты для добычи нефти (справочник рабочего). М., Недра, 1986.

15. *Ибрагимов Г. З., Хисамутдинов Н. И.* Справочное пособие по применению химических реагентов в добыче нефти. М., Недра, 1983.

16. *Кащавцев В. Е., Гаттенбергер Ю. П., Люшин С. Ф.* Предупреждение солеобразования при добыче нефти. М., Недра, 1985.

17. *Кесельман Г. С., Махмудбеков Э. А.* Защита окружающей среды при добыче, транспорте и хранении нефти и газа. М., Недра, 1981.

18. *Коцюбиевский Л. С., Зайнетдинов Э. А., Буравов И. П.* Внедрение бригадных форм организации труда в производственном объединении Башнефть. Изд. ВНИИОЭНГ, 1984, № 6.

19. *Кузнецов О. Л., Ефимова С. А.* Применение ультразвука в нефтяной промышленности. М., Недра, 1983.

20. *Нефтегазопромысловая* геология. Терминологический справочник/Под ред. М. М. Ивановой. М., Недра, 1983.

21. *О борьбе* с отложениями асфальто-смолистых веществ и парафина в объединении «Удмуртнефть»/О. Ф. Лезов, Я. Л. Смирнов, Ф. А. Каменщиков, И. Н. Головин.— Нефтепромысловое дело, 1980, № 4, с. 18—20.

22. *Обработка* скважин нефтекислотными эмульсиями на рифогенных месторождениях Ишимбая/В. А. Илюков, Х. Ш. Сабиров, В. С. Уголев, Д. Ш. Лукманов. Изд. ВНИИОЭНГ, 1977.

23. *Оптимизация* режимов работы скважин/Ю. А. Балакиров, В. П. Оноприенко, И. А. Стрешинский и др. М., Недра, 1981.

24. *Организация*, планирование и управление предприятиями нефтяной и газовой промышленности/А. Д. Бренц, В. Е. Тищенко, Ю. И. Малышев и др. М., Недра, 1986.

25. *Отложения* неорганических солей в скважинах, призабойной зоне пласта и методы их предотвращения/С. Ф. Люшин, А. А. Глазков, Г. В. Галеева и др. Изд. ВНИИОЭНГ, 1983.

26. *Оценка* технологии применения удалителей асфальто-смолопарафиновых отложений/С. Н. Головко, Ю. В. Шамрай, Н. И. Арефьева и др.— Нефтепромысловое дело, 1983, № 9, с. 16—17.

27. *Пермяков И. Г., Хайрединов Н. Ш., Шевкунов Е. Н.* Нефтегазопромысловая геология и геофизика. М., Недра, 1986.

28. *Повторное* освоение скважин после бурения с применением пен/Н. Р. Махмутов, И. М. Галлямов, А. М. Ершов, А. Н. Вельбой — Труды Башнипинефть, 1985, вып. 72, с. 38—43.

29. *Разработка* и эксплуатация нефтяных и газовых скважин/Г. Н. Семенцов, А. И. Акульшин, В. С. Бойко и др. Ужгород, Карпати, 1985.

30. *Расчет* основных технологических показателей процесса высокочастотного электромагнитного разогрева призабойной зоны нефтяных скважин/Ф. Л. Саяхов, М. А. Фатыхов, В. П. Дыбленко, Э. М. Симкин — Нефть и газ, 1977, № 6, с. 23—26.

31. *Результаты* испытаний толуольных растворов в качестве ингибиторов смол и парафина/У. З. Ражетдинов, Р. Г. Исланов, Н. И. Чанышев, Ю. В. Ревизский. Изд. ВНИИОЭНГ, 1978.

32. *Сергеева Р. В.* Тепловые методы воздействия на призабойную зону пластов месторождений тяжелых высоковязких нефтей. Изд. ВНИИОЭНГ, 1981.

33. *Середа Н. Г., Сахаров В. А., Тимашев А. Н.* Спутник нефтяника и газовика. М., Недра, 1986.

34. *Сидоровский В. А.* Вскрытие пластов и повышение продуктивности скважин. М., Недра, 1978.

35. *Сизая В. В.* Химические методы борьбы с отложениями парафина. Изд. ВНИИОЭНГ, 1977.

36. *Советский* энциклопедический словарь. М., Советская энциклопедия, 1982.

37. *Справочник* по нефтепромысловому оборудованию/Под ред. Е. И. Бухаленко. М., Недра, 1983.

38. *Справочник* по организации труда и заработной платы в нефтяной промышленности/Я. М. Баранов, Р. С. Горшкова, Я. Д. Гуревич и др. М., Недра, 1980.

39. *Справочник* по прострелочно-взрывной аппаратуре/Под ред. Л. Я. Фридляндера. М., Недра, 1983.

40. *Справочное* руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти/Под ред. Ш. К. Гиматудинова. М., Недра, 1983.

41. *Сулейманов А. Б., Карапетов К. А., Яшин А. С.* Техника и технология капитального ремонта скважин. М., Недра, 1987.

42. *Термопенокислотное* воздействие на карбонатные коллектора/Махмутов Н. Р., Ершов А. М., Вельбой А. Н., Галлямов И. М.— Нефтепромысловое дело, 1982, № 1, с. 20—22.

43. *Углеводородная* композиция для депарафинизации призабойных зон скважин/Ю. В. Шамрай, С. Н. Головко, М. Д. Батырбаев и др.— Нефтяное хозяйство, 1982, № 3, с. 67—70.

44. *Чичеров Л. Г.* Нефтепромысловые машины и механизмы. М., Недра, 1983.

45. *Шаров В. Н., Гусев В. И.* Оператор по химической обработке скважин. М., Недра, 1983.

46. *Ширджанов Н., Хошанов Т., Аллахвердиев Р.* Удаление смолопарафиновых отложений с использованием растворителей.— Нефтепромысловое дело, 1978, № 7, с. 9—12.

47. *Экономика*, организация и планирование буровых и нефтегазодобывающих предприятий/В. Ф. Шматов, В. Е. Тищенко, Ю. М. Малышев и др. М., Недра, 1978.

48. *Эксплуатация* и технология разработки нефтяных и газовых месторождений/И. Д. Амелин, Р. С. Андриасов, Ш. К. Гиматудинов. М., Недра, 1978.

49. *Эффективность* применения растворителей асфальтосмолопарафиновых отложений в добыче нефти/С. Н. Головко, Ю. В. Шамрай, В. И. Гусев и др. Изд. ВНИИОЭНГ, 1984.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие 3

Глава 1. Основные понятия по геологии и разработке нефтяных месторождений 5

Глава 2. Назначение и классификация геолого-технических мероприятий . . 9

Глава 3. Механические методы увеличения производительности скважин . . 15

Гидравлический разрыв пластов (ГРП) 15
Назначение и условия проведения ГРП 15
Материалы, применяемые при ГРП 18
Техника, применяемая при ГРП 22
Оборудование для ГРП 26
Технология проведения ГРП 31
Эффективность проведения ГРП 36
Техника безопасности 38
Гидропескоструйная перфорация скважин (ГПП) 38
Назначение и условия проведения ГПП 39
Материалы, оборудование и техника при ГПП 39
Технология и эффективность проведения ГПП 41
Торпедирование скважин 44
Назначение и условия проведения торпедирования скважин 44
Торпедирование для вскрытия пластов 44
Торпедирование для очистки перфорационных отверстий (или отверстий фильтра) 47
Эффективность торпедирования скважин 48

Глава 4. Химические методы увеличения производительности скважин . 49

Кислотные обработки 49
Назначение и условия проведения кислотных обработок 49
Типы кислот и их свойства 50
Типы ингибиторов и их свойства 53
Техника и оборудование при кислотных обработках 55
Виды кислотных обработок 62
Эффективность кислотных обработок 92
Техника безопасности 94
Применение поверхностно-активных веществ (ПАВ) 97
Общие сведения 97
Типы применяемых поверхностно-активных веществ 98
Технология обработки призабойной зоны пластов 100

Глава 5. Физические методы увеличения производительности скважин . . . 102

Тепловые обработки 102
Общие сведения 102
Обработка ПЗП горячей нефтью 102
Обработка ПЗП паром 103
Обработка ПЗП электронагревателями 109
Высокочастотное электромагнитно-акустическое воздействие 120
Техника безопасности 121
Вибрационная обработка 123
Оборудование для вибрационного воздействия 123
Технология проведения вибрационного воздействия 127
Эффективность вибрационного воздействия и техника безопасности . . . 130

Глава 6. Дострел и перестрел пластов. Приобщение пластов 131

Дострел и перестрел пластов 131
Общие сведения 131

Техника и оборудование при дострелe и перестреле пластов 133
Технология проведения дострела и перестрела пластов 143
Эффективность дострела и перестрела пластов 145
Техника безопасности 145
Приобщение пластов 146
Общие сведения 146
Эффективность приобщения пластов. Техника безопасности 150

Глава 7. Методы борьбы с отложением неорганических солей, асфальто-смолистых веществ и парафина в скважинах 150

Отложения неорганических солей 150
Причины образования отложения неорганических солей 151
Способы предупреждения отложений неорганических солей 156
Способы удаления отложений неорганических солей 170
Эффективность удаления отложений неорганических солей 172
Асфальто-смолистые и парафиновые отложения (АСПО) 173
Методы борьбы с АСПО 174
Удаление АСПО 175
Эффективность удаления АСПО 177
Техника безопасности 177

Глава 8. Увеличение производительности скважин путем изменения параметров насосов 178

Установка скважинных штанговых насосов (УСШН) 178
Установка погружных центробежных электронасосов (УЭЦН) 188
Техника безопасности 194

Глава 9. Организация и планирование работ 195

Общие сведения 195
Организация труда 197
Нормирование труда 202
Организация заработной платы 203
Организация социалистического соревнования 205

Глава 10. Охрана недр и окружающей среды 206

Источники загрязнения недр и окружающей среды при добыче нефти 206
Природоохранительные мероприятия 208

Список литературы 212

СПРАВОЧНОЕ ИЗДАНИЕ

Уметбаев Виль Гайсович

ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Заведующий редакцией *В. А. Крыжановский*
Редактор издательства *Ю. А. Рожнов*
Художественный редактор *Г. Н. Юрчевская*
Технические редакторы *В. Ю. Любимова, Е. С. Сычева*
Корректор *Е. М. Федорова*

ИБ № 7348

Сдано в набор 14.04.89. Подписано в печать 07.08.89. Т-08697. Формат 60×90 1/16. Бумага офсетная № 2. Гарнитура Литературная. Печать офсетная. Усл. печ. л. 13,5. Усл. кр.-отт. 13,75. Уч.-изд. л. 16,21. Тираж 6270 экз. Заказ 548/1486-2. Цена 80 коп.

Ордена «Знак Почета» издательство «Недра» 125047 Москва, пл. Белорусского вокзала, 3.

Набрано в ордена Октябрьской Революции и ордена Трудового Красного Знамени МПО «Первая Образцовая типография» Государственного комитета СССР по печати. 113054, Москва, Валовая, 28.
Отпечатано в московской типографии № 6 Государственного комитета СССР по печати. 109088, Москва, Южнопортовая, 24.