

Лекция 13. МЕТОДЫ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА

Автор: доцент кафедры бурения
скважин Ковалев Артем Владимирович

Методы интенсификации притока

Основное назначение методов воздействия на призабойную зону пласта или интенсификации добычи нефти и газа состоит в увеличении проницаемости призабойной зоны за счет очистки поровых каналов и трещин от различного рода материалов, отложившихся в них (смолы, асфальтены, парафин, глина, соли и др.), а также их расширения и создания новых трещин и каналов, улучшающих гидродинамическую связь пласта со скважинами.

По характеру воздействия на призабойную зону скважин они делятся на **следующие группы**:

- химические (соляно-, глино-, пенно-, термо- кислотные обработки, кислотные ванны и т.д.);
- механические (ГРП, торпедирование и гидропескоструйная перфорация, обработка депрессиями-репрессиями);
- тепловые (горячие закачки, обработка паром, применение глубинных нагревательных приборов- огневых и электрических);
- физические (вибрационное и акустическое воздействие);
- физико-химические (обработка ПАВ, растворителями).

Часто для получения лучших результатов эти методы применяют в сочетании друг с другом или последовательно. Выбор метода воздействия на призабойную зону скважины определяется пластовыми условиями.

Эффект при интенсификации притока получается за счет:

- растворения горной породы и кольматантов, привнесенных в ПЗП на различных этапах;
- вынос загрязнений из ПЗП потоком жидкости;
- перевод во взвешенное состояние, разупрочнение кольматантов;
- разрушение эмульсий, сконденсированных веществ и газовых дисперсий;
- перераспределение нефтегазопроницаемости и смачиваемости коллектора в соответствии с назначением скважины.

Механические методы интенсификации притока

Обработка ПЗП депрессиями-репрессиями

Обработка ПЗП депрессиями-репрессиями заключается в создании многократных мгновенных депрессий-репрессий с помощью высоконапорных струйных аппаратов различных конструкций в сочетании с располагаемым ниже пакером, обеспечивающих заданное снижение давления на пласт в течение определенного времени.

Механизм восстановления или улучшения фильтрационных свойств пород в призабойной зоне состоит в следующем. С помощью мгновенно созданной высокой депрессии на пласт, которая остается постоянной на протяжении заданного времени воздействия, обеспечивается большая скорость движения жидкости из призабойной зоны в скважину. В период воздействия существенно интенсифицируется очистка призабойной зоны потоком жидкости с выносом твердых частиц. При прекращении циркуляции рабочей жидкости через струйный аппарат в стволе скважины восстанавливается гидростатическое давление, передаваемое на пласт. При этом репрессия на него поддерживается в течение планируемого времени. В результате жидкость движется из ствола в пласт, а твердые частицы, закупоривающие его, испытывают противоположно направленные нагрузки. Максимальная депрессия регулируется с учетом известных ограничений, при этом особенно большие депрессии требуются при

Механические методы интенсификации притока

Гидравлический разрыв пласта

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) – один из методов интенсификации работы нефтяных и газовых скважин и увеличения приёмистости нагнетательных скважин. В настоящее время ГРП становится одной из основных самостоятельных технологий разработки нефтяных и газовых месторождений. Сегодня ГРП уже рассматривается многими заказчиками как последний этап заканчивания скважин. Если ранее к этому методу прибегали через несколько лет эксплуатации, то сегодня новая скважина цементируется, в ней проводится вторичное вскрытие с обязательным последующим ГРП, и только после этого скважина запускается в работу.

ГРП применяется в ***следующих случаях***:

- Давших при опробовании слабый приток.
- С высоким пластовым давлением, но с низкой проницаемостью коллектора.
- С загрязненной призабойной зоной.
- С заниженной продуктивностью.
- С высоким газовым фактором (по сравнению с окружающими).
- Нагнетательных с низкой приёмистостью.
- Нагнетательных для расширения интервала поглощения.

Механические методы интенсификации притока

Гидравлический разрыв пласта

Сущность метода ГРП заключается в нагнетании в призабойную зону пласта жидкости под высоким давлением, в результате чего происходит разрыв горной породы и образование новых или расширение существующих трещин. В закачиваемую жидкость добавляется расклинивающий материал – проппант: песок, керамические шарики или агломерированный боксит. Основное назначение этого материала заключается в удержании созданной трещины в раскрытом состоянии после сброса давления нагнетания жидкости. Таким образом, создается новый, более просторный канал притока, объединяющий существующие природные трещины и создает дополнительную площадь дренирования скважины.



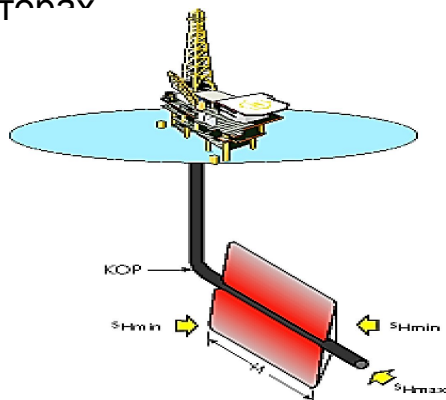
Трещины могут быть длиной более 200 метров высотой в несколько десятков метров. В сечении трещины имеют форму, похожую на треугольник. Раскрытие трещин у стенки скважины может изменяться в пределах от нескольких миллиметров до нескольких сантиметров.

Механические методы интенсификации

Гидравлический разрыв пласта

Особенности продольных трещин:

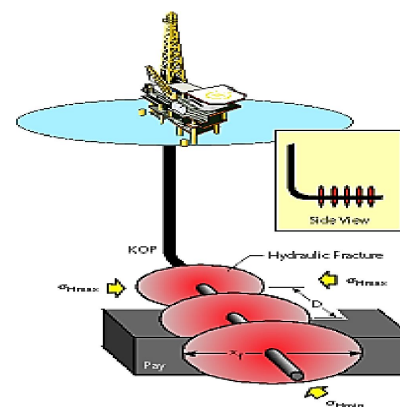
- лучше очищаются от геля после ГРП;
- могут распространяться вдоль всего ствола скважины;
- схожи с трещинами ГРП в вертикальных скважинах;
- меньшие давления инициации и развития трещин ГРП;
- необходимо качественное изучение направления напряжений пород пласта;
- покрывают меньший объем коллектора, чем поперечные трещины ГРП;
- меньшая продуктивность продольных трещин, по сравнению с поперечными трещинами ГРП в низкопроницаемых коллекторах



Продольные трещины после ГРП

Особенности поперечных трещин:

- покрывают больший объем коллектора, чем продольные трещины ГРП;
- предпочтительны для низкопроницаемых коллекторов;
- теоретически возможно (менее затруднительно, чем в случае продольных трещин) создание новых трещин ГРП между существующими;
- поперечные трещины «сложнее» в создании;
- более высокие давления инициации и распространения трещин ГРП;
- очистка трещин может быть проблемной;
- штуцерование притока по трещине в пристволенной зоне.



Поперечные трещины после ГРП

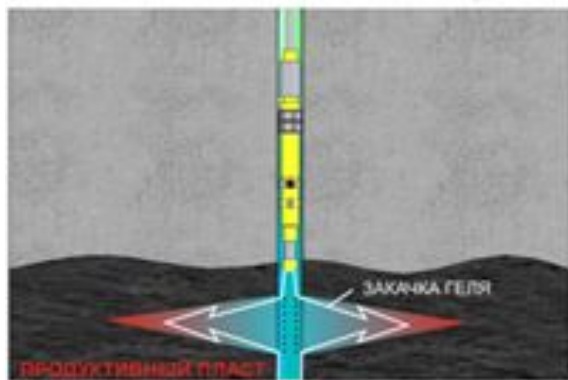
Механические методы интенсификации притока

Гидравлический разрыв пласта

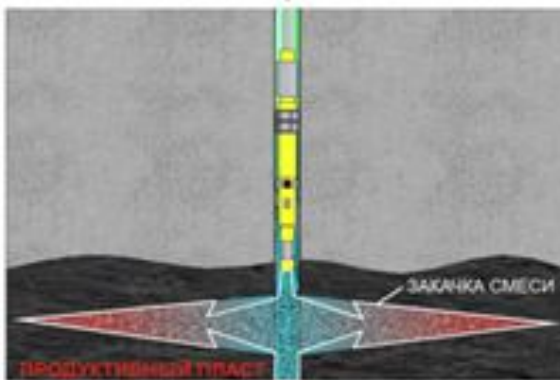
Последовательность операций:

1. В подготовленной и оборудованной скважине производят **гидропескоструйную или другой тип перфорации** (если это предусмотрено планом работ); освобождают пакер, вымывают шариковый клапан гидропескоструйной насадки; производят вторичную посадку пакера.
2. В трубы **закачивают нефть** (при обработке нефтяной скважины) или **воду** (при обработке нагнетательной скважины) и создают максимально возможное давление. По отсутствию перелива жидкости через затрубное пространство судят о герметичности пакера.
3. При максимальном числе подключенных насосных агрегатов в скважину **закачивают жидкость разрыва** со скоростью, превышающей скорость ее поглощения пластом. Давление жидкости возрастает, пока не будут превзойдены внутренние напряжения в породе. В породе образуется трещина. О разрыве пласта судят по резкому увеличению приемистости (поглотительной способности) скважины. Отсутствие резкого спада давления в насосах указывает на высокую проницаемость пласта или на существование в пласте естественных трещин, ширина которых постепенно увеличивается по мере нарастания давления. Резкий спад давления при разрыве пласта, сопровождающийся одновременным увеличением приемистости скважины, происходит при обработке пластов с малой проницаемостью при отсутствии в пласте естественной трещиноватости.
4. Как только развитие трещины началось, **в жидкость добавляется расклинивающий материал - проппант или песок**, переносимый жидкостью в трещину. После завершения процесса гидроразрыва и сброса давления проппант удерживает трещину открытой и, следовательно, проницаемой для пластовых жидкостей.
5. Прокачивают в скважину **продавочную жидкость** при максимальных давлениях, обеспечивающих раскрытие трещин и введение в них расклинивающего материала. Для этого к скважине должно быть подключено наибольшее число насосных агрегатов, чтобы достигнуть максимальной скорости прокачки.
6. Прежде чем начать добычу, из скважины **необходимо удалить жидкость разрыва** и извлечь остаток расклинивающего материала с забоя (если он там имеется). Удаление жидкости разрыва весьма важно, так как, понижая относительную проницаемость, она может создавать препятствия на пути притока жидкостей. На этом операции по гидравлическому разрыву пласта заканчиваются: скважину сдают в эксплуатацию.

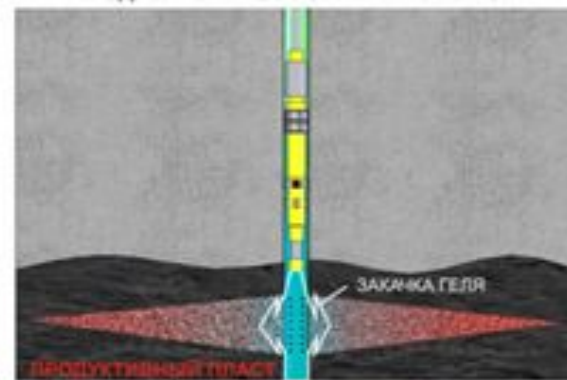
ЗАКАЧКА ГЕЛЯ ФОРМИРОВАНИЕ ТРЕЩИНЫ



ЗАПОЛНЕНИЕ ТРЕЩИНЫ ПРОППАНТОМ



ПРОДАВЛИВАНИЕ ПРОППАНТА В ПЛАСТ

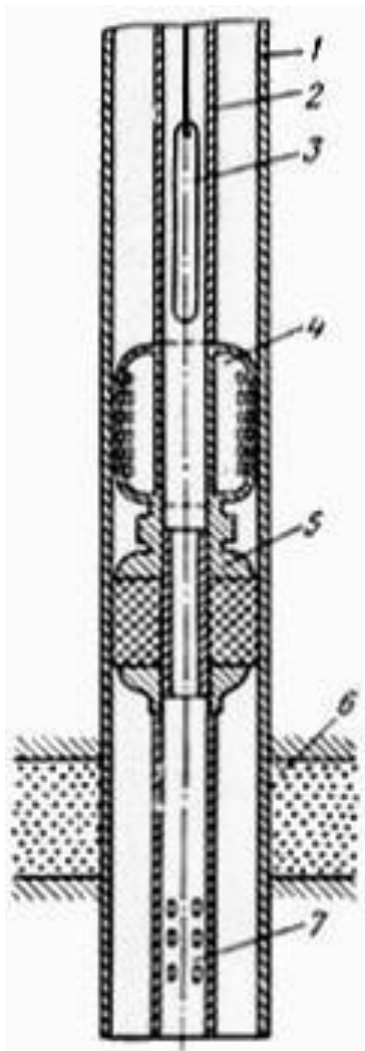


Механические методы интенсификации притока

Гидравлический разрыв пласта

*Реагенты, участвующие в приготовлении
рабочих агентов:*

- техническая вода;
- проппант (в качестве которого используется речной (кварцевый) песок);
- гуар (растительный полимер, в смеси с водой образующий гель);
- разрушитель (брейкер, раскладывает гель на составляющие);
- стабилизаторы глин (предотвращает разбухание глин);
- понизитель трения (предотвращает коррозию обсадных колонн).



Забойное оборудование для ГРП:

- 1 - обсадная колонна; 2 - насосно-компрессорные трубы; 3 - скважинные манометры; 4 - якорь; 5 - пакер;
6 - продуктивный пласт;
7 - хвостовик для опоры на забой

Механические методы интенсификации

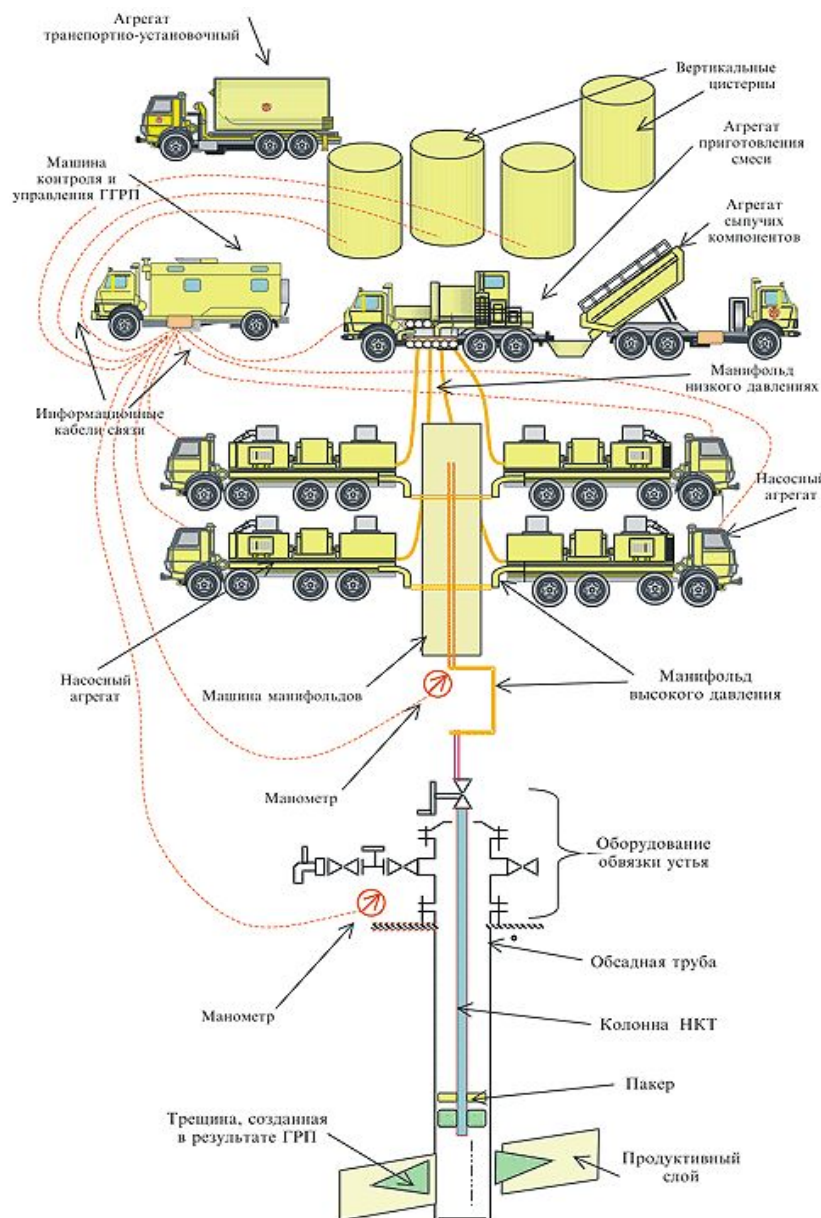
притока

Гидравлический разрыв пласта

В зависимости от задач во флот ГРП могут

входить:

- смесительные установки (МС-600 Blender и т.п.);
- станция контроля и управления (СКО);
- насосные агрегаты (М 2501);
- автоцистерны (АЦВ-16 УСТ-54537 на базе Камаза);
- гидратационная установка;
- проппантовоз;
- самосвалы;
- машины манифольдов;
- комбинированный проппантоподатчик;
- азотная установка (при проведении Азотно-пенных ГРП);
- полевая химическая лаборатория.



Обвязка оборудования при

Механические методы интенсификации

притока

Гидравлический разрыв пласта

Виды ГРП:

- Локальный ГРП (длина трещин 10-20 м, закачка десятков м³ жидкости и единиц тонн проппанта) - в пластах с проницаемостью более 300 мД, но с заблокированной (загрязненной) призабойной зоной.
- Глубокопроникающий ГРП (длина трещин 20-100 м, объем закачки – от десятков до сотен м³ и от единиц до десятков тонн проппанта) - в пластах с проницаемостью 150-300 мД.
- Массированный ГРП (длина трещин 100 м и более, закачка от ста и более м³ жидкости и до сотен тонн проппанта).
- Поинтервальный (многократный) – для больших толщин пластов, для слоистых пластов.
- Кислотный разрыв – гидроразрыв, при котором в качестве жидкости разрыва используется кислота. Применяется в случае карбонатных пластов. Созданная с помощью кислоты и высокого давления сеть трещин и каверн не требует закрепления проппантом. От обычной кислотной обработки отличается гораздо большим объемом использованной кислоты и давлением закачки (выше давления разрыва горной породы).
- Пенный ГРП – как и обычный, направлен на создание трещины в пласте, высокая проводимость которой обеспечивает приток углеводородов к скважине. Однако при пенном ГРП за счет замены (в среднем 60 % объема) части гелированного водного раствора на сжатый газ (азот или углекислый газ) значительно возрастают проницаемость и проводимость трещин, и, как следствие, степень повреждения пласта минимальна. В мировой практике уже была отмечена наибольшая эффективность использования пенных жидкостей для ГРП в скважинах, где пластовой энергии недостаточно для выталкивания отработанной жидкости ГРП в ствол скважины во время ее освоения. При проведении пенного ГРП сжатый газ, который был закачан в составе пены, помогает выдавливать отработанный раствор из пласта, что увеличивает объемы отработанной жидкости и снижает время обработки скважины.
- Многостадийный ГРП - последовательное выполнение нескольких работ ГРП на одной скважине.

Механические методы интенсификации притока

Многостадийный гидравлический разрыв пласта

Для проведения МГРП есть серьезное экономическое обоснование – эффект достигается за счет бурения одной горизонтальной скважины вместо нескольких наклонно-направленных и проведения в них стандартного ГРП.

При выполнении операций МГРП не требуется спускать в скважину гибкую НКТ (ГНКТ) или колонну НКТ для разобщения новых трещин от созданных. Простимулированные зоны отделяются посредством подачи при каждой операции ГРП в поток жидкости шаров калиброванного размера (сначала самый маленький шар, затем шары все больших размеров). Шары, попадая в соответствующие посадочные места в циркуляционных клапанах, сдвигают их и открывают окна для прохождения проппанта с жидкостью ГРП. Теоретически при большом числе стадий и необходимости вся последовательность многостадийной обработки может выполняться без отключения насосов флота ГРП. При этом формируется запланированное число трещин ГРП по горизонтальной части овала.

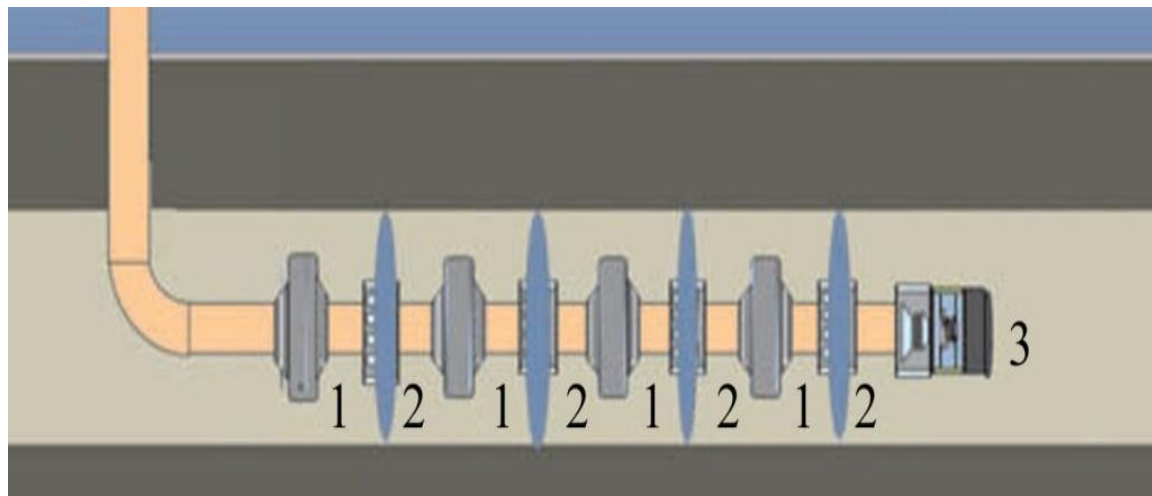


Схема компоновки многостадийного ГРП горизонтальной скважины:

1 – муфты; 2 – циркуляционные клапаны; 3 – направляющий башмак

Механические методы интенсификации притока

Многостадийный гидравлический разрыв пласта

Технология имеет следующие преимущества:

- Обеспечивает размещение трещины в целевом интервале, что невозможно в горизонтальных участках, законченных неориентированными хвостовиками по стандартной схеме.
- Интенсифицирует приток в нескольких зонах и поддерживает герметичность ствола в процессе заканчивания скважины.
- При использовании клапанов (муфт) многоразового действия впоследствии можно переключать их при помощи ГНКТ или обычной НКТ механическим способом с использованием механического или гидравлического переключающего устройства.
- При использовании компоновок, срабатывающих при сбрасывании шаров, технологически можно обеспечить непрерывную обработку всех интервалов, что дает возможность значительно снизить затраты времени и средств на стимуляцию большого числа интервалов.
- Позволяет изолировать выбранные зоны от остальной части эксплуатационной колонны при обводнении какой-либо части ствола.
- Обеспечивает в будущем возможность селективной интенсификации выбранных зон.

Недостатки технологии:

- Увеличение расходов на оборудование для заканчивания скважины, несмотря на то, что оно компенсируется сокращением времени заканчивания скважины, снижением расходов на капитальный ремонт и повышением продуктивности, а также временем и стоимостью проведения ГРП.
- При резком наборе кривизны ствола скважины во время бурения впоследствии могут усложниться условия для работы ГНКТ либо НКТ внутри муфт и хвостовика (разбуривание шаров, промывка и др.).
- Необходимость работы комплекса ГНКТ или проведения капитального ремонта скважин (КРС) по разбуриванию седел в циркуляционных клапанах и шаров в горизонтальном участке для достижения равнопроходного сечения (для выполнения промыслово-геофизических исследований) или в случае незапуска скважины в режиме фонтанирования с достаточной энергией для подъема шаров на поверхность.

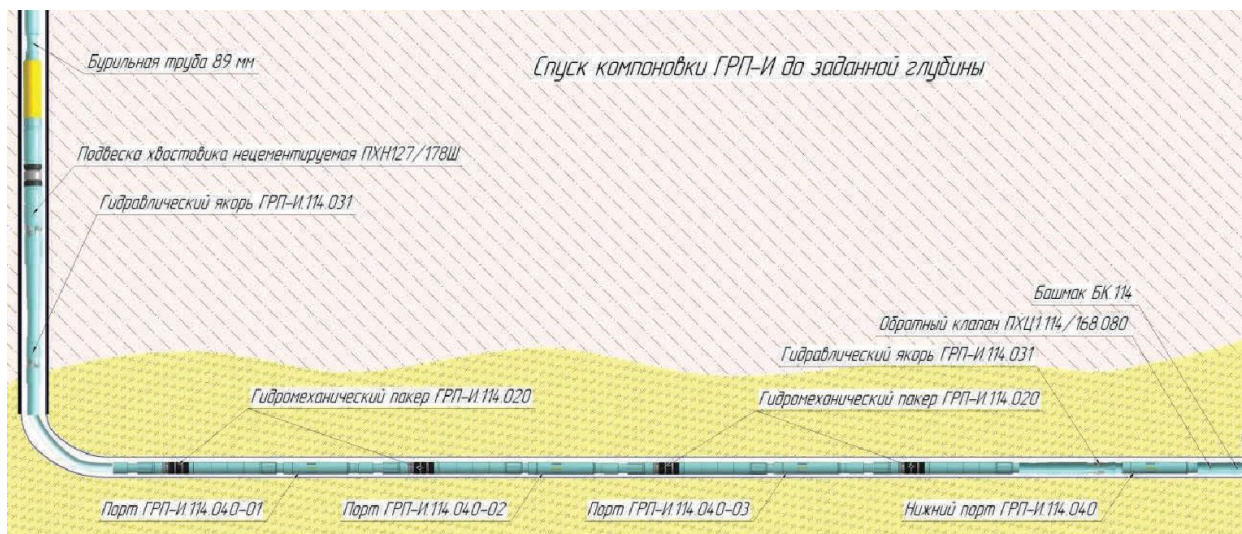
Многостадийный гидравлический разрыв пласта

«Компоновка гидроразрыва пласта интервальная (ГРП-И)» ОАО «Тяжпрессмаш»

Особенностью этой компоновки является наличие портов, активируемых шарами разных размеров. Технология применения данной системы заключается в спуске нецементируемого хвостовика с установленными гидромеханическими пакерами и портами в строго заданных интервалах, благодаря чему, после приведения в действия соответствующих устройств, создаются контролируемые зоны изоляции для проведения стимуляции.

Компоновка ГРП-И включает в себя следующую технологическую оснастку:

- башмак;
- обратный клапан;
- нижний порт (в комплекте с соответствующим шаром). Предназначен для получения сигнала «Стоп» наименьшим шаром, и как следствие, создание избыточного внутриколонного давления для приведения в действие соответствующих устройств технологической оснастки;
- якорь гидравлический. Предназначен для удержания колонны от выталкивания хвостовика под действием высокого давления при проведения ГРП. Устанавливается в открытом стволе скважины.
- пакер гидромеханический. Предназначен для надёжного разобщения зон стимуляции.
- порт (в комплекте с соответствующим шаром). Предназначен для посадки шара и обеспечение открытия доступа жидкости гидроразрыва пласта и геля с проппантом в соответствующую зону изоляции открытого ствола;
- якорь гидравлический. Устанавливается в обсаженном стволе скважины;
- подвеска хвостовика нецементируемая.
- герметизирующее устройство с гидравлическим якорем.



Многостадийный гидравлический разрыв пласта

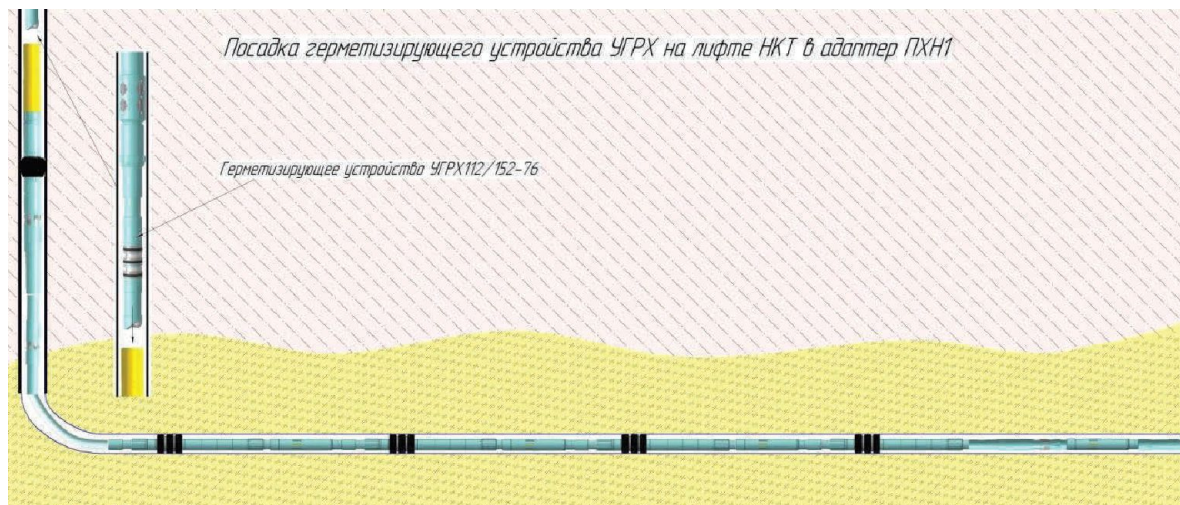
«Компоновка гидроразрыва пласта интервальная (ГРП-И)» ОАО «Тяжпрессмаш»

После удаления бурового инструмента, и проведения геофизических исследований скважины (кавернометрии, каротажа) начинается спуск хвостовика до целевого интервала. Интервалы установки пакеров выбираются с учетом данных кавернометрии. Производится пуск самого маленького шара и продавка жидкостью гидроразрыва пласта до сигнала «Стоп». Нарастивается избыточное давление для срабатывания якорей, пакеров и подвески хвостовика.

После срабатывания устройств обеспечивается:

- фиксация хвостовика в стволе скважины;
- разделение затрубного пространства хвостовика на изолированные участки;
- пакеровка головы хвостовика;
- разъединение транспортировочной колонны от хвостовика.

После разъединения производится подъем транспортировочной колонны и демонтаж бурового станка. Осуществляется разворачивание станка КРС. Производится спуск НКТ 89 с герметизирующим устройством на нижней трубе и посадка последнего в адаптер подвешного устройства хвостовика с разгрузкой. Устье обвязывается арматурой ГРП и опрессовывается затрубное пространство (определяется герметичность стыковки герметизирующего устройства с адаптером).



Механические методы интенсификации

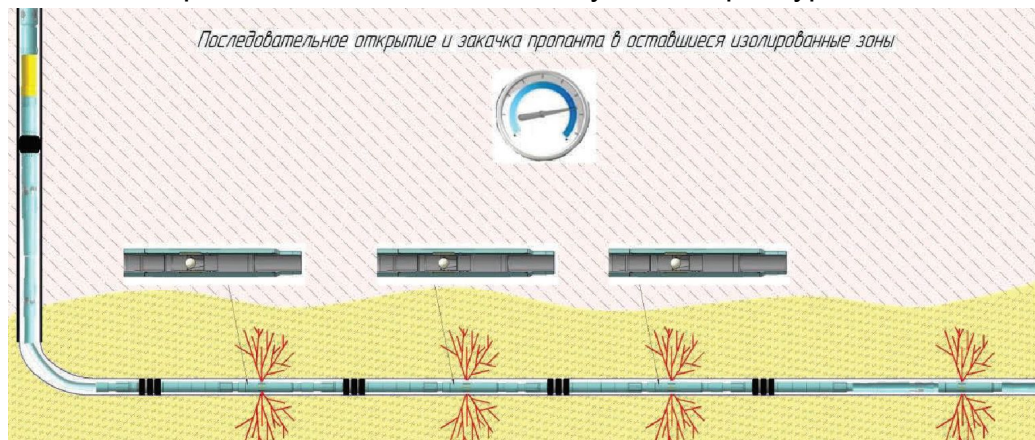
Многостадийный гидравлический разрыв пласта «Компоновка гидроразрыва пласта интервальная (ГРП-И)» ОАО «Тяжпрессмаш»

Наращивается избыточное давление, открывающее нижний порт. Создаваемое избыточное давление вызывает гидроразрыв пласта. Расклинивающий эффект создаётся за счет закачки необходимого объема пропанта. Происходит стимуляция призабойной зоны.



Для очистки зоны стимуляции закачивается жидкость гидроразрыва пласта. Пускается следующий шар и продавливается до посадки в соответствующий порт, тем самым отсекая предыдущий интервал. Нарастиванием избыточного давления открывается порт в изолированную гидромеханическими пакерами зону для проведения стимуляции. Операция повторяется необходимое количество раз.

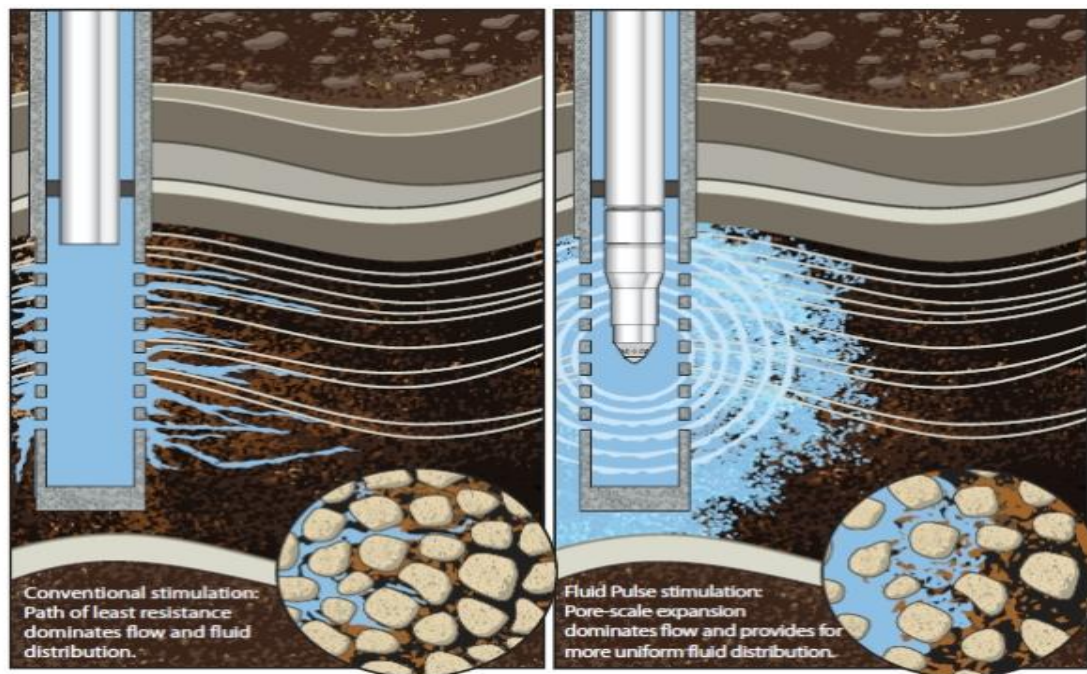
После прекращения ГРП за счет оттока из скважины шары вымываются на устье. Поднимается НКТ 89 мм. Для получения проходного канала диаметром 99 мм в хвостовике допускается разбуривание посадочных сёдел.



Физические методы интенсификации притока Вибрационное воздействие

Виброобработка – это процесс воздействия на ПЗП с помощью специальных забойных устройств, создающих колебания давления различной частоты и амплитуды с помощью спущенного в скважину на НКТ вибратора – генератора колебаний давления.

Истечение жидкости из него происходит под некоторым углом к касательной, вследствие чего создается реактивный момент, приводящий цилиндр во вращательное движение. При совпадении прорезей жидкость выходит из НКТ, при несовпадении – мгновенно останавливается. В процессе прокачки рабочей жидкости через вибратор он генерирует серию гидроударов, воздействующих на обрабатываемую ПЗП. При этом возникают большие перепады давлений, изменяющие поверхностные, капиллярные и другие свойства жидкостей и пород и вызывающие в них разрывы с образованием микротрещин. В результате виброобработки призабойной зоны повышаются производительность нефтяных и приемистость нагнетательных скважин.



Сравнение методов гидроразрыва (слева) и виброобработки (справа)
паста

Физические методы интенсификации притока

Вибрационное воздействие

Вибровоздействие наиболее целесообразно проводить в скважинах:

- с проницаемостью ПЗП ниже средней проницаемости пласта или более удаленных от скважины зон пласта;
- с ухудшенными коллекторскими свойствами ПЗП в результате проникновения в пласт бурового и цементного растворов, утяжелителей, воды и т.д. в процессе бурения, заканчивания или ремонтных работ;
- эксплуатирующих пласты, сложенные низкопроницаемыми породами, содержащими глинистые материалы;
- с низкой проницаемостью пород, но с высоким пластовым давлением.

Тепловые методы интенсификации притока

Тепловое воздействие

Тепловое воздействие на призабойную зону применяют в случае, если добываемая нефть содержит смолу или парафин.

Существует несколько видов теплового воздействия:

- электротепловая обработка;
- закачка в скважину горячих жидкостей (нефть);
- паротепловая обработка.

При этом можно отметить, что данный метод наиболее часто применяется для скважин, сооруженных с целью добычи высоковязких нефтей.

Химические методы интенсификации притока

Кислотная обработка призабойной зоны пласта

Метод кислотных обработок скважин предназначен для очистки забоев, призабойной зоны, НКТ от солевых, парафинисто-смолистых отложений и продуктов коррозии при освоении скважины с целью их запуска, а также для увеличения проницаемости пород.

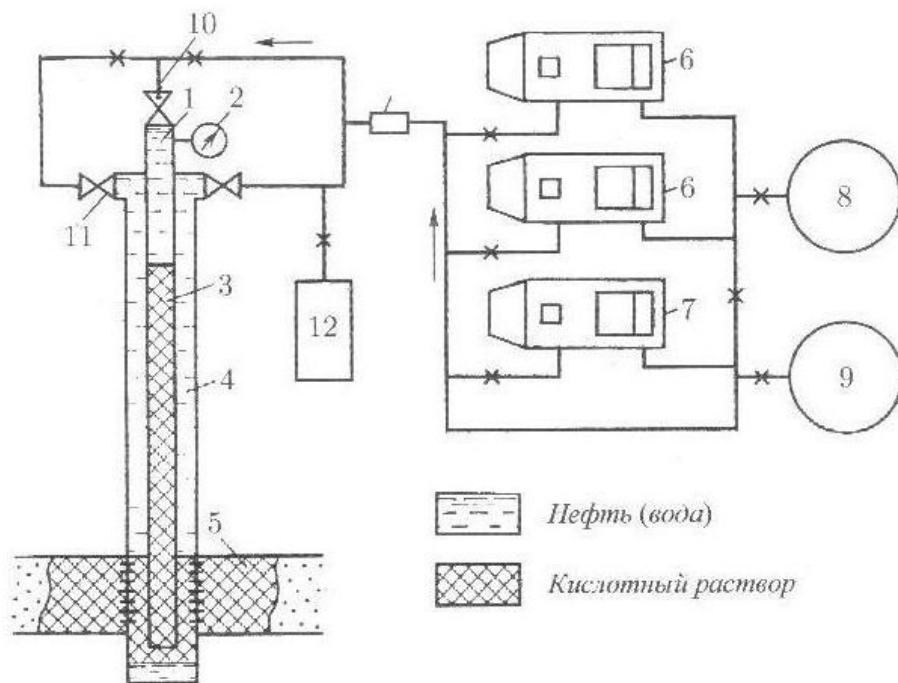


Схема размещения оборудования при кислотной обработке скважины:

1 – устьевая арматура, 2 – манометр, 3 – кислотный состав, 4 – вода или нефть, 5 – ПЗП, 6 – насосный агрегат, 7 – продавочный агрегат, 8 – емкость с кислотным составом, 9 – емкость с продавочной жидкостью, 10 – обратный клапан, 11 – задвижка затрубного пространства

После заполнения скважины водой или нефтью, промывки и опрессовки системы, при открытом межтрубном пространстве (задвижка 11) и устьевой задвижки 10 через устьевую арматуру 1 через НКТ начинают закачивать в скважину кислотный раствор насосными агрегатами 6 из емкости 8. Закачку раствора ведут до тех пор, пока первые порции кислотного раствора не дойдут до забоя. После этого закрывают задвижку межтрубного пространства 11 и в скважину закачивают расчетное количество кислотного раствора с продавкой его в призабойную зону пласта 5. Затем насосные агрегаты 6 останавливают и насосным агрегатом 7 задавливают кислотный раствор из НКТ в пласт продавочной жидкостью (обычно той, которой промывали скважину) из емкости 9.

В схеме показан обратный клапан 10, который предназначен для предотвращения излива кислотного раствора из скважины при вынужденных остановках насосов, связанных с пропусками в системе, отказом насосных агрегатов и т.д.

После завершения продавки заданного объема кислотного раствора в пласт демонтируют обвязку устья, отсоединяют агрегаты и оставляют скважину для реагирования кислотного раствора с породами пласта. Время реагирования кислотного раствора с породой зависит от концентрации раствора, температуры и давления в пласте, а также от состава пород (карбонатности, глинистости и так далее). Скважину после кислотной обработки начинают осваивать через 10-12 часов, если пластовая температура не превышает 40°C, а на высокотемпературных (100°C и выше) скважинах - через 2-3 часа.

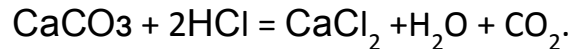
Химические методы интенсификации притока

Соляно-кислотная обработка призабойной зоны пласта

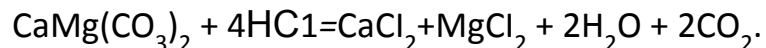
В нефтесодержащих породах нередко присутствуют в тех или иных количествах известняки, доломиты или карбонатные цементирующие вещества, которые соляная кислота хорошо растворяет. Поэтому ею предпочтительно обрабатывать карбонатные коллекторы, не содержащие в своем составе осадкообразующих включений (сульфаты, соединения железа и другие).

Реакция взаимодействия соляной кислоты с основными разностями карбонатного коллектора происходит соответственно по нижепредставленным схемам.

При взаимодействии с известняками:

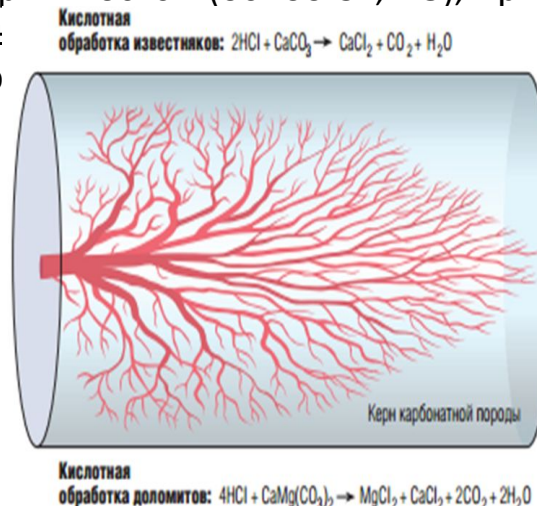


При взаимодействии с доломитами:



Полученные в результате реакции хлористый кальций CaCl_2 и хлористый магний MgCl_2 хорошо растворяются в воде и легко удаляются вместе с продукцией скважины, образуя новые пустоты и каналы.

Выделяющийся CO_2 оказывает положительное влияние на ПЗП, особенно на режимах с температурой в пласте выше критической (более $31,2^\circ\text{C}$), при которой CO_2 находится в газовой фазе. В момент пуска скважины :поспособствует растворению АСПО
вблизи ПЗП и более интенсивно

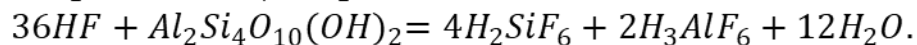
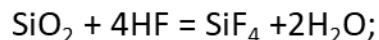


Химические методы интенсификации притока

Глино-кислотная обработка призабойной зоны пласта

На терригенные коллекторы, сложенные песчаниками, сцементированными глинами и карбонатами, воздействуют смесью соляной и плавиковой кислот. Также она эффективна для удаления различного рода силикатных отложений, попавших в поры пласта во время бурения, цементирования, глушения и других операций в скважине.

Плавиковая кислота растворяет песок, глину, полевой шпат и другие силикаты:

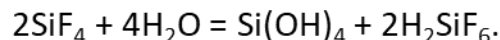


Реакция с кварцем протекает медленно. Наиболее бурно реагирует плавиковая кислота с алюмосиликатами (например, каолином и другими). При воздействии глиноуксусной глины утрачивают пластичность и способность к разбуханию, в взвесь их в воде теряет свойства коллоидного раствора.

Особенность соляной обработки терригенных (песчаники, алевролиты и др.) коллекторов заключается в том, что кислота в них не формирует отдельные каналы, проникающие в пласт на различную глубину, как в карбонатных и тем более трещиноватых коллекторах.

Соляная кислота практически взаимодействует только с карбонатными компонентами, не вступая в реакцию с основной массой породы терригенного коллектора, состоящего из силикатных веществ (кварц) и каолинов. Эти вещества взаимодействуют с фтористоводородной кислотой (HF), называемой также плавиковой.

Образовавшийся в результате реакции плавиковой кислоты и терригенной породы фтористый кремний, реагируя с водой, в свою очередь образует гидрат окиси кремния, который по мере снижения кислотности раствора превращается из золя в студнеобразный гель, запечатывающий поровое пространство.



Для предупреждения образования в поровом пространстве геля кремниевой кислоты плавиковая кислота при обработке терригенных коллекторов применяется только в смеси с соляной. Соляная кислота здесь обеспечивает повышенную кислотность среды и предотвращает образование геля из гидрата окиси кремния, так как практически не реагирует с соединениями кремния.

Химические методы интенсификации притока

Кислотная обработка призабойной зоны пласта

Виды кислотных обработок:

- Кислотные ванны целесообразны при первичном освоении скважин в период ввода их в эксплуатацию или в процессе эксплуатации для удаления с фильтра загрязняющих кислоторастворимых материалов. Кислотные ванны предназначены для очистки поверхности открытого забоя и стенок скважины от цементной и глинистой корок, смолистых веществ, продуктов коррозии, кальциевых отложений от пластовых вод и освобождения прихваченного пробкой подземного оборудования. Объем рабочего раствора, при кислотной ванне, составляет не более объема ствола (колонны) в заданном интервале, закачивают его до забоя, не продавливая в пласт. Раствор кислоты выдерживают в интервале обработки 16-24 ч. Затем отреагировавшую кислоту вместе с продуктами реакции удаляют из скважины обратной промывкой. В качестве промывочной жидкости используют воду.
- Простая кислотная обработка предназначена для воздействия на породы ПЗС с целью увеличения их проницаемости. Процесс ведется с обязательным задавливанием кислоты в пласт. Вначале закачивают нефть или воду, затем при открытом затрубном пространстве – расчетное количество приготовленного рабочего раствора соляной кислоты. При этом объем первой порции кислоты рассчитывают так, чтобы она заполнила трубы и кольцевое пространство от башмака до кровли пласта. После этого закрывают задвижку на затрубном пространстве скважины и под давлением закачивают в скважину остатки кислотного раствора. Кислота начинает проникать в пласт. Оставшуюся в трубах и в фильтровой части скважины кислоту продавливают в пласт нефтью или водой.
- Кислотная обработка под давлением применяют с целью продавки кислоты в малопроницаемые интервалы продуктивного пласта. Проводят с применением пакера. При открытой задвижке затрубного пространства скважины и непосаженном пакере в скважину закачивают кислотный состав в объеме труб и подпакерного пространства, после чего пакером герметизируют затрубное пространство и закачивают кислоту в объеме спущенных труб с максимальным повышением темпа закачки. Затем, не снижая давления, вслед за кислотой прокачивают расчетный объем продавочной жидкости и закрывают задвижку. Скважину оставляют в покое до полного спада или стабилизации давления.

Химические методы интенсификации притока

Кислотная обработка призабойной зоны пласта

Виды кислотных обработок:

- Поэтапную внутрипластовую обработку пласта осуществляют, если радиус обработки достаточно велик, а продолжительность нейтрализации кислотного состава мала и недостаточна для закачки активного раствора на всю глубину обработки. Сущность этой обработки заключается в поочередной закачке кислотных составов и специальных жидкостей, которые блокируют обработанные кислотным составом поверхности от дальнейшего взаимодействия с ним. Такими жидкостями для нагнетательных скважин служат растворы полимеров и ПАВ, а для добывающих скважин – дегазированные нефти или другие. В качестве специальных жидкостей предпочтительнее применять реагенты, характеризующиеся вязкопластичными и вязкоупругими свойствами, что позволяет повышать охват воздействием пласта и по толщине.
- Многократные обработки заключаются в том, что ПЗС обрабатывают несколько раз с интервалами между обработками в 5–10 суток с целью вывода скважины на максимальную производительность за короткий срок.
- Кислотно-гидромониторное воздействие применяется для очистки поверхности фильтра от цементной и глинистой корок и инициирования поинтервального воздействия или кислотного гидроразрыва.
- Термокислотной обработкой принято называть воздействие на призабойную зону горячей кислотой. Кислота нагревается в результате химической реакции с магнием или его сплавами. Воздействие нагретой соляной кислоты обеспечивает комплексную обработку призабойной зоны, при которой структура порового пространства изменяется в результате растворения карбонатов кислотой, а выделяющееся тепло в количестве 20000 Дж на 1 кг магния расплавляет парафиносмолистые отложения в призабойной зоне и снижает вязкость нефти.

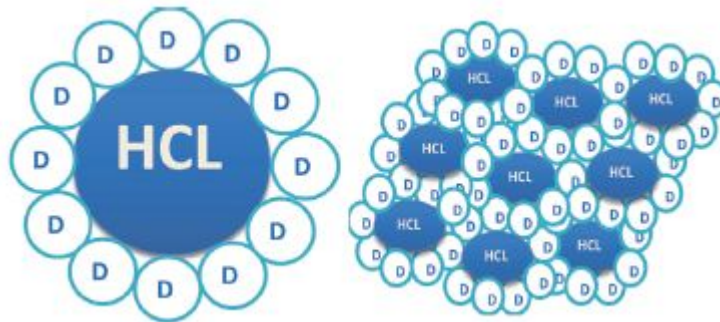
Химические методы интенсификации притока

Кислотная обработка призабойной зоны пласта

Виды кислотных обработок:

- Кислотные эмульсии готовятся при помощи эмульгаторов, действие которых должно закончиться в определенный момент, чтобы освободить кислоту. Наибольший эффект замедления скорости нейтрализации кислот обеспечивает применение кислотных эмульсий с регулируемым сроком стабильности, в которых кислота представляет дисперсную фазу, а дисперсионную среду – нефть или нефтепродукты. Они обволакивают капли кислоты и предотвращают ее взаимодействие с породой и металлом нефтепромыслового оборудования на период стабильности. Эмульсии, являясь вязкоупругими составами, повышают и охват воздействием по толщине пласта. Их проникающая способность определяется степенью дисперсности, но вместе с тем область применения эмульсий вследствие повышенной вязкости ограничивается, в основном, трещиноватыми и трещиновато-пористыми коллекторами.

Такие эмульсии имеют следующий состав: 50–70 % кислотного раствора и 30–50 % нефтепродукта. В эмульсии добавляют присадки – эмульгаторы, деэмульгаторы, другие ПАВ (сульфонол, ОП-10 и др.) и стабилизаторы (КМЦ и др), регулирующие их стабильность, дисперсность



**Схема раствора
ЭМУЛЬСИИ**

Химические методы интенсификации притока

Кислотная обработка призабойной зоны пласта

Виды кислотных обработок:

- Пенокислотные обработки применяют при значительной толщине пласта и низких пластовых давлениях. В призабойную зону скважины вводятся азрированный раствор кислоты и поверхностно-активные вещества (ПАВ) в виде пены. При таких обработках используют кислотный агрегат, компрессор и аэратор.

Пенокислотная обработка имеет следующие преимущества: кислотная пена медленнее растворяет карбонатный материал, что способствует более глубокому проникновению активной кислоты в пласт. Кислотная пена обладает меньшей плотностью и повышенной вязкостью, что позволяет увеличить охват воздействием всей продуктивной толщины пласта. Содержание в пене ПАВ снижает поверхностное натяжение кислоты на границе с нефтью, а сжатый воздух, находящийся в пене, расширяется во много раз при понижении давления после обработки; все это в совокупности способствует улучшению условий притока нефти в скважину и значительно облегчает ее освоение.

Замедление взаимодействия кислоты с карбонатной породой в пенах обусловлено прилипанием газовых или воздушных пузырьков к поверхности породы. Прилипшие пузырьки уменьшают доступ кислоты к породе, вследствие чего снижается скорость ее нейтрализации и увеличивается охват обрабатываемой зоны. Поверхностно-активное вещество (ПАВ), вводимое в пены, помимо того, что само адсорбируется на породе, предупреждает также коалесценцию пузырьков, создавая условия для их прилипания к породе. В нейтрализованном растворе оно снижает межфазное натяжение и тем самым улучшает вынос отработанного раствора продуктами реакции из зоны обработки. Пены, являясь структурированными упругими системами, характеризуются наличием начального градиента давления, что благоприятно для их применения с целью повышения охвата воздействием по толщине пласта. Вместе с тем применение кислотных пен пока что ограничивается температурным режимом обработки, пеногасящими свойствами нефтей и содержанием в воде хлоридов. При содержании в воде хлоридов 5% и более и температурах 60–85°C устойчивость пен мала. В условиях фильтрации через пористые среды при наличии слоя нефти над пеной она разрушается. В силу указанных свойств пен их желательно применять в трещиноватых и трещиновато-пористых коллекторах при невысоких пластовых давлениях и в водонагнетательных скважинах.

Химические методы интенсификации притока

Кислотная обработка призабойной зоны пласта

Виды кислотных обработок:

- Гелированные и загущенные кислотные системы

При загущении кислоты предотвращается ее утечка в высокопроницаемые пласты и трещины. Такие системы позволяют не закачивать в пласт нейтральные гели. Кроме того, применение этих реагентов повышает охват пласта по простиранию и по толщине, так как при их продвижении в трещинах создаются значительные сопротивления, а рост давления способствует проникновению кислот в поры и микротрещины.

Кислота, загущенная 0,3–0,5% карбоксилметилцеллюлозой (КМЦ), имеет вязкость до 20 мПа·с, что снижает скорость нейтрализации. Кроме того, КМЦ, адсорбируясь на породе, уменьшает площадь контакта кислоты с породой, а также снижает скорость ее нейтрализации. Совокупное действие указанных факторов приводит к увеличению глубины обработок, а создаваемые сопротивления при движении загущенной кислоты способствуют увеличению охвата пласта по толщине. Также в качестве загущающих реагентов можно использовать ксантановые полимеры и сульфит-спиртовую барду.

- Применение газированных кислот

В пористых коллекторах низкой проницаемости и при загрязнении призабойной зоны минеральной взвесью лучше использовать кислотные составы повышенной проникающей способности, к которым относят газированные кислоты и кислоты улучшенной фильтруемости. Газированные кислоты по содержанию в них газовой фазы подразделяются на газированные жидкости и аэрозоли, при этом в аэрозолях преобладает газовая фаза, а в газированной кислоте – жидкая. По мере насыщения газа парами кислоты ее проникающая способность возрастает, так как снижается поверхностное натяжение на границе с породой. Поэтому кислотные золи проникают в самые мельчайшие трещины и поровые каналы, куда кислоты и водные растворы не способны попасть из-за противодействия капиллярных сил. Газовой фазой в газированных кислотах служат воздух, азот и углекислый газ. Применение азота снижает коррозионную активность и взрывобезопасность, а углекислого газа повышает растворяющую способность