

## 1. Что такое ГРП?

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) – один из методов интенсификации работы нефтяных и газовых скважин и увеличения приёмистости нагнетательных скважин. Широко используется нефтегазовыми компаниями в виду высокой рентабельности.

Метод ГРП состоит в том, что в продуктивном пласте на больших глубинах (ниже 500 м от поверхности земли) создаются трещины, облегчающих путь в пласт воде, закачиваемой в нагнетательные скважины, или облегчающих приток нефти из пласта в эксплуатационные скважины. При закачке в скважину рабочей жидкости с высокой скоростью на ее забое создается высокое давление. Если оно превышает горизонтальную составляющую горного давления, то образуется вертикальная трещина. В случае превышения горного давления формируется горизонтальная трещина.

Сеть созданных трещин улучшает гидравлическую проводимость породы пласта и увеличивает зону дренирования скважины. Данный метод приводит к интенсификации выработки запасов, соответственно к достижению более высокой конечной нефтеотдачи и увеличению эффективности.

Технология гидроразрыва пласта активно применяется с середины XX века: в США — с 1948 года, в СССР — с 1952-го. Однако в нашей стране с открытием крупных нефтегазовых месторождений отпала необходимость искусственно увеличивать дебит скважин и метод в больших масштабах не применялся. Практика использования гидроразрыва пласта в СССР возродилась с конца 1980-х годов для увеличения добычи в связи с выработкой многих месторождений.

Огромное увеличение производительности углеводородов за счет создания в процессе ГРП обширной сети трещин является показателем экономической целесообразности для нефтяной и газовой промышленности

задействовать огромные углеводородные ресурсы в ранее неразработанных низкопроницаемых нетрадиционных коллекторах.

Назначение гидравлического разрыва пласта заключается в следующем:

1) увеличение производительности добывающих и приемистости нагнетательных скважин;

2) повышение нефтеотдачи пластов из добывающих скважин, восстановление рабочих характеристик, невозможных традиционными методами;

3) метод разработки нефтяных и газовых месторождений.

Область применения гидравлического разрыва пласта:

1) нефтяные месторождения с осложненными условиями разработки (неоднородность пластов, низкая проницаемость и т.д.);

2) добывающие и нагнетательные скважины, продуктивность которых ниже потенциально возможной;

3) нагнетательные скважины, для изменения фильтрационных потоков;

4) широкий диапазон изменения и состава коллектора в разрезе, большое разнообразие геологического строения пласта;

5) может применяться при комплексном воздействии на целую залежь или участок месторождения.

В результате ГРП кратно повышается дебит добывающих или приемистость нагнетательных скважин за счет снижения гидравлических сопротивлений в призабойной зоне и увеличения фильтрационной поверхности скважины, а также увеличивается конечная нефтеотдача за счет приобщения к выработке слабо дренируемых зон и пропластков.

## 2. Проведение ГРП

Для проведения гидравлического разрыва пласта составляется план, который утверждается главным инженером и главным геологом НПУ.

Согласно этому плану необходимо:

- 1) подготовить скважину;
- 2) выбрать рабочие жидкости и песок;
- 3) определить расчетные показатели процесса гидроразрыва;
- 4) выбрать технологическую схему для проведения гидроразрыва и необходимые агрегаты;
- 5) освоить и исследовать скважину после гидроразрыва.

Вначале скважину исследуют на приток, определяют ее поглотительную способность и давление поглощения. Результаты исследования скважины позволяют определять количество жидкости и давления, необходимые для проведения разрыва, а также судить о качестве проведенного разрыва, об изменениях проницаемости призабойной зоны после разрыва. Забой скважины очищают от песчаной и глинистой пробок и отмывают стенки от загрязняющих отложений. В ряде случаев перед гидроразрывом целесообразно проводить соляно-кислотную обработку или дополнительную перфорацию. Эти мероприятия снижают давление разрыва и повышают его эффективность. Наилучшим из этих мероприятий является гидропескоструйная перфорация интервала, намеченного для разрыва. При этом все операции по гидропескоструйной перфорации проводятся теми же средствами и оборудованием, что и сам гидравлический разрыв. В промытую, очищенную и проверенную специальным шаблоном скважину спускают трубы диаметром 89—114 мм, по которым жидкость разрыва подается на забой. Трубы меньшего диаметра для гидравлического разрыва применять не следует, так как при прокачке жидкости в них возникают большие потери давления.

Для предохранения обсадной колонны от воздействия большого давления над разрываемым пластом устанавливают пакер, который полностью разобщает фильтровую зону скважины от ее вышележащей части. При этом давление, создаваемое насосами, передается только на фильтровую зону и на нижнюю поверхность пакера. При значительных давлениях, создаваемых в процессе гидравлического разрыва пласта, на пакер снизу вверх действуют большие усилия. Для предотвращения сдвига пакера по колонне при повышении давления на трубах устанавливают гидравлический якорь. При нагнетании в трубы жидкости давление действует на поршеньки в якоре, выдвигает их из гнезд и прижимает к обсадной колонне. Чем выше давление, тем с большей силой поршеньки будут прижиматься к колонне. Кольцевые грани на торце 15 поршеньков, врезаюсь в колонну, будут оказывать тормозящее действие на движение насосно-компрессорных труб. Устье скважины оборудуется специальной головкой, к которой подключаются агрегаты для нагнетания в скважину жидкостей разрыва. Общая схема обвязки и расположения у скважины оборудования для гидроразрыва приведена на рисунке 1.

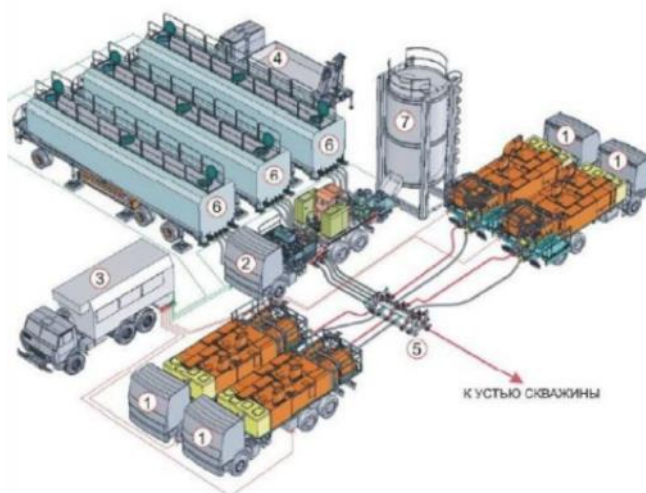


Рисунок 1 – Обвязка оборудования при гидравлическом разрыве пласта: 1— насосный агрегат; 2 – пескосмесительный агрегат; 3— станция контроля и управления процессом; 4 — машина манифольдов; 5 — блок манифольдов; 6 — емкости гельные; 7— бункер для проппанта

### **3. Порядок работ при гидравлическом разрыве пласта**

1. В подготовленной и оборудованной скважине производят гидropескоструйную перфорацию (если это предусмотрено планом работ); освобождают пакер, вымывают шариковый клапан гидropескоструйной 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. Последняя порция проппанта в количестве 100—150 кг должна содержать радиоактивные вещества, чтобы в дальнейшем можно было при помощи гамма-каротажа проверить - зоны поглощения расклинивающего материала.

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. Количество продавочной жидкости должно быть равно емкости колонны насосно-компрессорных труб. При прокачке излишнего количества продавочной жидкости она может оттеснить песок в глубь пласта: это приведет к тому, что после снятия давления трещина в непосредственной близости к скважине снова сомкнется и эффект от разрыва пласта будет сведен к нулю.

6. Прежде чем начать добычу из скважины, удалить жидкость разрыва и извлечь остаток расклинивающего материала с забоя (если он там имеется). Степень сложности ее удаления зависит от характера применяемой жидкости, давления в пласте и относительной проницаемости пласта по жидкости разрыва. 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.

В неглубоких скважинах разрыв пласта обычно проводят без спуска насосно-компрессорных труб или с трубами, но без пакера. В первом случае жидкость нагнетается непосредственно по обсадным трубам, во втором—по трубам и затрубному пространству. Такая технология проведения процесса позволяет значительно сократить потери давления в скважине при нагнетании жидкости с высокой вязкостью.

## **10.Оборудование для проведения гидравлического разрыва пласта**

Гидроразрыв пласта осуществляется при использовании целого комплекса наземного и подземного оборудования. Наземное оборудование целевого назначения включает насосные и пескосмесительные агрегаты для подготовки и закачки рабочих жидкостей, автоцистерны для доставки жидкостей гидроразрыва, специальную обвязку устья скважины с оборудованием. Кроме того, при гидроразрыве используется и другое специальное оборудование — подъемные агрегаты, лебедки и т.д. Это оборудование для гидроразрыва пласта вместе с тем также успешно используется и в других процессах интенсификации притоков и закачки, при освоении, заканчивании и креплении скважин. Подземное оборудование включает в себя, как правило, два устройства - пакер предназначенный для разобщения фильтра - объекта воздействия (пласта) и остальной части эксплуатационной колонны, и якорь, который служит для восприятия высоких давлений и предупреждает подъем подземного оборудования при воздействии на пакер нагрузки, обусловленной разностью давлений под и над пакером. Пакер в сборке или пакер, смонтированный с якорем, спускают в скважину на колонне НКТ.

## 11. Виды ГРП

**Стандартный ГРП.** Нагнетание в пласт геля с увеличивающимся во времени расходом до разрыва пласта, развитие трещины при постоянном режиме нагнетания геля (2–5 м<sup>3</sup>/мин), заполнение трещины проппантом при повышении его концентрации в геле (до 1500 кг/м<sup>3</sup>) общей массой до 50 т.

**Область применения.** Продуктивные пласты толщиной менее 15 м, проницаемостью более 0,04 мкм<sup>2</sup>, малой расчлененностью с экранами большой (более 10 м) толщины, фронт вытеснения не ближе половины расстояния между скважинами.

*Кроме стандартного ГРП существуют следующие разновидности:*

– **объемные ГРП** – нагнетание в пласт геля с проппантом с общей массой 50-100т., продуктивные пласты толщиной до 20 м;

– **кислотный ГРП** – 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. Это относится как к новому, так и к действующему фонду скважин.



Например, по выбранным скважинам Южно-Приобского месторождения пластовое давление снизилось до 50 % первоначального. 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 отработки скважины.

Для проведения работ на Южно-Приобском месторождении был выбран азот как наиболее универсальный газ:

- повсеместно используется при освоении скважин с гибкими НКТ;
- инертен;
- совместим с жидкостями ГРП.

– **гибридный ГРП** - технология проведения ГРП, которая подразумевает использование комбинаций технологических жидкостей с различными свойствами для обеспечения наибольшей эффективности закачки.

Наиболее распространенной жидкостью для ГРП при добыче сланцевого газа является «скользящая вода» (slickwater), где почти 99,5% составляют вода и песок, а остальное – ряд химических добавок, понижающих трение.

Чаще всего нефтяники используют такие технологии, как Slick Water и гибридный гидроразрыв пласта. Обе технологии хорошо зарекомендовали себя при добыче сланцевой нефти.

Главное их отличие от обычного ГРП заключается в выполнении высокоскоростной закачки жидкости в пласт, что позволяет создавать вместо одной трещины на каждой стадии гидроразрыва сеть трещин и существенно расширить стимулируемый объем пласта.

Slick Water – дословно – «скользящая вода». Жидкость ГРП состоит из обычной воды со специальной добавкой, которая способствует снижению потерь на трение пропантанта о стенки скважины.

РуссНефть в ходе испытаний бажена получило дебит около 100 т/сутки на Средне-Шапшинском месторождении. При испытании скважины был выполнен «гибридный» гидроразрыв пласта (ГРП) с использованием технологии slickwater. В результате был получен устойчивый фонтанирующий приток нефти.

В данном случае на начальной стадии использовалась обычная пластовая вода с понизителем трения, затем с целью наиболее эффективного закрепления трещин применялись вязкие гелирующие системы.

– **селективный ГРП** позволяющий вовлечь в разработку и повысить продуктивность низкопроницаемых слоев.

– **импульсный гидроразрыв** – позволяет создавать в скважине несколько радиально расходящихся от ствола трещин, что может эффективно использоваться для преодоления скин-эффекта в призабойной зоне, особенно в средне- и высокопроницаемых пластах

– **повторный ГРП.**

Образование и развитие трещин на ранних стадиях приводит к тому, что площадь сечения пласта начинает увеличиваться. Как только закачка будет остановлена, трещина закроется и эффекта от гидроразрыва не будет. Чтобы этого не допустить, в рабочую жидкость ГРП добавляют закрепляющий агент (проппант), который вместе с рабочей жидкостью закачивается в трещину. Проппант остается на месте и не дает трещине закрыться, сохраняя на протяжении всего периода эксплуатации скважины проводящий канал. В большинстве случаев в качестве проппанта используется песок или другой высокопрочный гранулированный заменитель.

При работе с карбонатными породами в качестве рабочей жидкости ГРП обычно используют кислоту, которая растворяет породу, оставляя после себя каналы выщелачивания, уходящие далеко в глубь коллектора.

Важнейшим фактором успешности процедуры ГРП является качество жидкости разрыва и проппанта. Основными характеристиками системы "жидкость разрыва - проппант" являются:

- реологические свойства "чистой" жидкости и жидкости, содержащей проппант;
- инфильтрационные свойства жидкости, определяющие ее утечки в пласт в ходе гидроразрыва и при переносе проппанта вдоль трещины;
- способность жидкости обеспечить перенос проппанта к концам трещины во взвешенном состоянии без его преждевременного осаждения;
- возможность легкого и быстрого выноса жидкости разрыва для обеспечения минимального загрязнения упаковки проппанта и окружающего пласта;
- совместимость жидкости разрыва с различными добавками, предусмотренными технологией, возможными примесями и пластовыми жидкостями;
- физические свойства проппанта.

С конца 90-х. – начала 2000-х годов зарубежными и отечественными компаниями ведется активная работа по поиску и внедрению новых технологий ГРП, позволяющих снизить риск высокой обводненности и потери добычи нефти после операций. Можно выделить три направления технологических решений в данной области:

1. Ограничение увеличения высоты трещины за счет снижения в ней эффективного давления (главным образом за счет уменьшения вязкости жидкости разрыва): применение линейных гелей, специальных составов ClearFRAC и FiberFRAC (Schlumberger)

2. Ограничение увеличения высоты трещины за счет создания механических барьеров: предварительной закачки цементных или глинистых растворов [146], создание барьеров специальными проппантными пачками (многостадийные ГРП, BracketFRAQ J-FRAC).

3. Установка химических барьеров: закачка реагентов на основе ПАА, снижающих относительную фазовую проницаемость для воды, так называемых модификаторов фазовой проницаемости (МФП).

Первые два направления используются в условиях тонких глинистых перемычек, отделяющих нефтенасыщенные интервалы от водо- или газонасыщенных прослоев, для низкообводненных объектов (за исключением глинистых композиций), третье направление в условиях водонефтяного контакта (ВНК) и в высокообводненных скважинах.

МФП, представляющие собой смесь полимеров и ПАВ, изначально использовались в стандартных изоляционных работах позже нашли применение в области ГРП. Специальные составы добавляются к жидкостям разрыва и могут закачиваться как на стадии «подушки», так и в процессе основного ГРП. Концентрация МФП в общем объеме жидкости (без «продавки») составляет 1-2 %. Принцип их действия основан на изменении смачивающих свойств породы за счет осаждения (адсорбции) полимера на стенках поровых каналов: полимерная цепь молекулы МФП при взаимодействии с водой удлиняется, а при контакте с углеводородами сжимается. Эти технологии представляют наибольший интерес для месторождений Западной Сибири, где распространены объекты с наличием водонефтяного контакта и для значительной доли скважин характерна высокая обводненность вследствие заводнения.

В связи с тем, что метод ГРП за последние десятилетия приобретает большую значимость по всему миру, сервисные компании ведут интенсивные работы по совершенствованию технологий ГРП с целью увеличения выработки подземных запасов и рентабельности их эксплуатации [41].

Сервисная компания TRICAN Well Service опубликовала основные современные технологии ГРП, по которым ведутся работы по всему миру:

- 1) ГРП в горизонтальных скважинах;

- 2) кислотный ГРП;
- 3) ГРП на основе углеводородов (без фосфора);
- 4) ГРП с использованием жидкого CO<sub>2</sub>;
- 5) ГРП пеной с содержанием азота и CO<sub>2</sub>;
- 6) ГРП с использованием технологии колтюбинга (ГНКТ);
- 7) Многоступенчатый (мультистадийный) ГРП

Одним из самых эффективных методов разработки месторождений является бурение горизонтальных скважин с применением многоступенчатого или мультистадийного гидроразрыва пласта (МГРП или МСГРП). Он применяется на месторождениях со сложным геологическим строением, ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами, а также наличием подошвенной воды. На сегодняшний день многостадийный гидроразрыв пласта – одна из самых передовых технологий в нефтяной отрасли.

Ведущие зарубежные компании по добыче нефти и газа уже вплотную занимаются добычей с применением МГРП, также ведутся работы по совершенствованию данной технологии для увеличения рентабельности.

Сервисная компания Halliburton представила ряд новых технологий по улучшению эксплуатации данным способом:

- 1) технология отклонения потока кислоты BioVert NWB;
- 2) технология жидкости для ГРП CleanStim;
- 3) проппант MonoProp.

Компания PackersPlus предложила ряд уникальных разработок:

- 1) технология QuickFRAC;
- 2) технология StackFRAC HD;
- 3) технология RapidMATRIX.

Специалисты EWS Holding AG разработали ряд технологий для системы селективного гидроразрыва пластов при помощи технологии гибкой трубы (ГНКТ), нацеленных на повышение эффективности и снижение затрат:

- 1) система Mangust;

2) мультистадийная система Multistage Unlimited System.

Известная компания Schlumberger также представила ряд усовершенствованных технологий, относящихся к МГРП:

1) система StageFRAC;

2) система VDA.

Для России проведение таких операций еще в новинку, их стоимость пока достаточно высока, не до конца отработаны технологические и технические моменты применения МГРП, соответственно, основная задача – сделать эту методику массовой и менее затратной. 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.

Российские нефтяные компании постепенно начинают осваивать технологию МГРП. Так в компании ОАО «Татнефть» в конце мая 2013 г. на скважине 315 Яуркинского месторождения впервые был произведен успешный поинтервальный МГРП в горизонтальном стволе.

В ООО «Газпромнефть НТЦ» в 2010 г. началась проработка вопроса о внедрении на месторождениях компании технологии, позволяющей решить проблему создания нескольких трещин ГРП по длине горизонтальной скважины. Для этого на горизонтальном участке заканчивание скважины осуществлялось с применением разобщающих заколонных пакеров и управляемых циркуляционных клапанов. В 2011 г. первая скважина, пробуренная по данной технологии, была введена с четырьмя стадиями ГРП в эксплуатацию на Вынгапуровском месторождении ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз».

Технология строительства забоя скважины по рассматриваемой технологии позволяет выполнять обработки с целью повышения нефтеотдачи пласта для неограниченного числа продуктивных зон горизонтального участка без использования извлекаемых или разбуриваемых мостовых пробок, предназначенных для изоляции стимулированных зон. Оборудование

дает возможность избирательного доступа к нескольким продуктивным интервалам в одном стволе скважины, а также изоляции одной или нескольких зон в будущем при необходимости «отключения» места прорыва закачиваемой воды, так как заколонные пакеры делят горизонтальную часть ствола на изолированные секции, что позволит увеличить продолжительность эксплуатации добывающей скважины с рентабельным дебитом.

При выполнении операций мультистадийного ГРП (МСГРП) 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 (рисунок 20) 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 (рисунок 21) 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.



Рисунок 20 – Шар-отсекатель для активации циркуляционного клапана



Рисунок 21 – Внешний вид циркуляционного клапана

Схематично расположение узлов компоновки многостадийного ГРП и образуемых трещин ГРП на горизонтальном участке скважины представлено на рисунок 22.

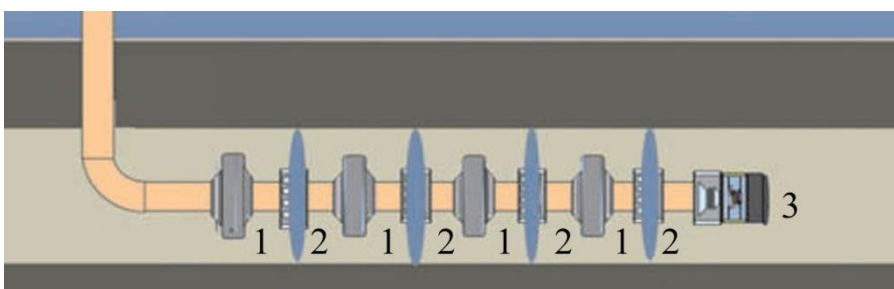


Рисунок 22 – Схема компоновки многостадийного ГРП горизонтальной скважины: 1 – муфты; 2 – циркуляционные клапаны; 3 – направляющий башмак

Технология имеет следующие преимущества:

1. Обеспечивает размещение трещины в целевом интервале, что невозможно в горизонтальных участках, законченных неориентированными хвостовиками по стандартной схеме.

2. Интенсифицирует приток в нескольких зонах и поддерживает герметичность ствола в процессе заканчивания скважины.

3. 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.



4. 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.

5. Позволяет изолировать выбранные зоны от остальной части эксплуатационной колонны при обводнении какой-либо части ствола.

6. Обеспечивает в будущем возможность селективной интенсификации выбранных зон.

Недостатки технологии:

1. 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.

2. 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.).

3. 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.

## 12. Классификация жидкостей для ГРП по назначению

Для создания трещин в породе пласта под высоким давлением закачивается жидкость. По своему назначению жидкости для ГРП различают жидкость разрыва (создание трещины), жидкость-песконоситель (развитие трещины до определенных требуемых размеров) и продавочную жидкость (транспортирование проппанта в новую образованную трещину). Данные жидкости последовательно закачиваются в пласт.

**Жидкость разрыва** - жидкость, нагнетаемая в призабойную зону пласта для нарушения целостности горной породы с образованием новых трещин или расширением уже существующих.

**Жидкость-песконоситель** – жидкость, которая применяется для транспортировки песка с поверхности до трещины и заполнения ее проппантом.

Жидкость-песконоситель характеризуется низкой фильтруемостью. Имеет высокую пескоудерживающую способность для предупреждения оседания песка в трубах, цилиндрах насоса, элементах обвязки, на забое скважины, а также для преждевременной потери подвижности в трещине, что может привести к серьезным осложнениям.

В добывающих скважинах в качестве жидкостей-песконосителей используются вязкие жидкости или нефти, гидрофобные водонефтяные эмульсии, нефтемазутные смеси, HCl с применением загустителя и др.

В качестве жидкостей-песконосителей в нагнетательных скважинах используются крахмально-щелочные растворы, HCl с применением загустителя, растворы сульфит-спиртовой барды, гидрофильные нефтеводяные эмульсии, нейтрализованный черный контакт и др.

**Продавочная жидкость** – жидкость, используемая для задавки из насосно-компрессорных труб в обрабатываемый пласт, в полученную трещину жидкости разрыва и жидкости-песконосителя.

В нагнетательных скважинах в качестве продавочной жидкости применяют при разрыве водоносного пласта нагнетаемую воду.

Сырая дегазированная нефть обрабатываемого пласта или легкая нефть другого пласта этого же месторождения используются в добывающих скважинах в качестве продавочной жидкости.

Требования к жидкостям ГРП:

1. Дешевизна;
2. Доступность;
3. Хорошая пескоудерживающая способность;
4. Не уменьшают проницаемость породы пласта;
5. Минимальные потери на трение при закачке с высокими расходами;
6. Не влияют на набухание глинистых минералов пласта;
7. Оказывают минимальное повреждение пласта веществами, входящими в состав жидкости или геля;
8. Не содержат посторонних механических примесей;
9. Не образуют нерастворимых осадков при соприкосновении с жидкостями и породой пласта;
10. Стабильность свойств при высокой температуре заданное время;
11. Легко разлагаются и теряют вязкость после остановки закачки;
12. Из пласта удаляются максимально полно.

### 13. Типы жидкостей ГРП

Разработка специализированных жидкостей для ГРП находится постоянно в центре внимания исследований. Системы жидкостей для ГРП разрабатываются для осуществления ГРП согласно проекту в целях повышения нефтеотдачи и улучшения рентабельности капиталовложений. Проекты систем жидкостей для ГРП основаны на следующих ключевых параметрах:

1. Тип жидкости
2. Требования вязкости
3. Реологические свойства жидкости
4. Экономический анализ жидкости
5. Опыт применения при ГРП на месторождении
6. Данные лабораторных исследований пласта
7. Обеспеченность материалом
8. Выбор проппанта

Подбор оптимальных параметров для системы жидкостей ГРП приводит к минимальному вреду для пласта с максимальными результатами извлечения нефти. Жидкости для ГРП бывают следующих типов: на водной основе, на нефтяной, спиртовой основе и другие.

В карбонатных коллекторах используются загущенная соляная кислота.

Загущенный метанол или пены используются в основном на газовых месторождениях или месторождениях с низкой проницаемостью.

Мицелярные растворы применяются в условиях, когда необходимо обеспечить наибольшую проницаемость трещины.

#### **Жидкости на водной основе**

Сегодня преимущественно используются жидкости разрыва на водной основе. Жидкость на водной основе имеет ряд преимуществ:

1. Экономичнее, чем жидкость на нефтяной основе.

2. Дает больший гидростатический эффект, чем газ, нефть и метанол.
3. Невоспламеняема и невзрывоопасна.
4. Легкодоступна.
5. Легче загущается и контролируется.

К жидкостям ГРП на водной основе можно отнести следующие составы:

- Водные растворы полимеров: натуральная гуаровая смола (*гуар*); гидроксипропилгуар (ГПП) (эти два полимера используются в большинстве случаев для приготовления *жидкости разрыва* на водной основе); карбоксиметилгидроксипропилгуар (КМПП); гидроксипропилцеллюлоза (ГОЭЦ); карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ); карбоксиметилгидроксипропилцеллюлоза (КМГОЭЦ); ксантановые смолы. Все эти полимеры могут быть сшиты поперечными связями. В качестве сшивателей могут быть использованы соединения *бора*, а также *хрома*, *титана*, *циркония* и других *поливалентных металлов*.
- Прямые эмульсии, прямые полиэмульсии и множественная полиэмульсия, где в качестве углеводородной фазы применяются газоконденсат, дизельное топливо, керосин, сырая нефть, а в качестве водной фазы — пресная, пластовая или минерализованная вода. В качестве полимера в полиэмульсиях используются полиакриламид или полисахариды, обычно гуар или гидроксипропилгуар, а также карбоксиметилцеллюлоза, а в качестве эмульгаторов неионногенные ПАВ.
- *Загущенный спирт (метанол) (применяются в газовых скважинах).*
- *Загущенная соляная кислота.*
- *Устойчивые пены на водной основе: жидкая фаза — водный раствор гуара или гидроксипропилгуара, газообразная фаза — азот или углекислый газ.*
- *Мицеллярные растворы ПАВ (не полимерные жидкости ГРП).*

Использование гидроразрыва на водной основе может привести к ухудшению проницаемости (кольтматации пласта), вызванного набуханием глинистых минералов или другими физическими и химическими механизмами.

### ***Линейный гель***

Линейный гель – жидкость ГРП, представляющая смесь широкого спектра различных полимеров на водной основе. Обычно используемые полимеры включают в себя гуар, гидроксипропилгуар (ГПГ), карбоксилметил ГПГ (КМГПГ), и гидроксизтил целлюлозу (ГОЭЦ). Эти полимеры являются сухими порошками, которые увеличиваются в объеме (набухают) при смешении с водным растворителем и образуют вязкий гель.

Наибольшее распространение при проведении ГРП в терригенных коллекторах нашли сшитые гели на основе гуара или гидроксипропилгуара (ГПГ). На рисунке представлена химическое строение гуара.

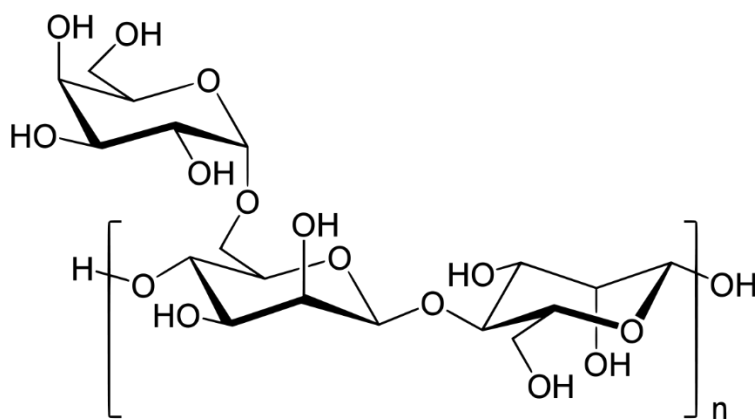


Рисунок – Структурная формула гуара

Гуар является природным полимером. Гидроксипропилгуар получается взаимодействием пропиленоксида с гидроксильной группой элементарного звена макромолекулы гуара, что дает более термостабильный и более вязкий гель. К тому же продукты гуара обычно дают негидратирующий остаток в пределах 8-12%, а гидроксипропилгуара — 1-4%. Что позволяет получать трещину с большой проводимостью.

ГОЭЦ и КМГОЭЦ (рисунок) являются производными целлюлозы, которая является наиболее распространенным органическим соединением на Земле. Около 33% всего растительного вещества является целлюлозным органическим соединением с формулой  $(C_6H_{10}O_5)_n$ , полисахаридом, состоящим из линейной цепи от нескольких сотен до более десяти тысяч связанных единиц глюкозы. Как и в случае с гуаром, целлюлозу можно подвергнуть взаимодействию с оксидом пропилена и или монохлорной уксусной кислотой для получения ГОЭЦ или КМГОЭЦ. ГОЭЦ и КМГОЭЦ являются нетоксичными и гипоаллергенными.

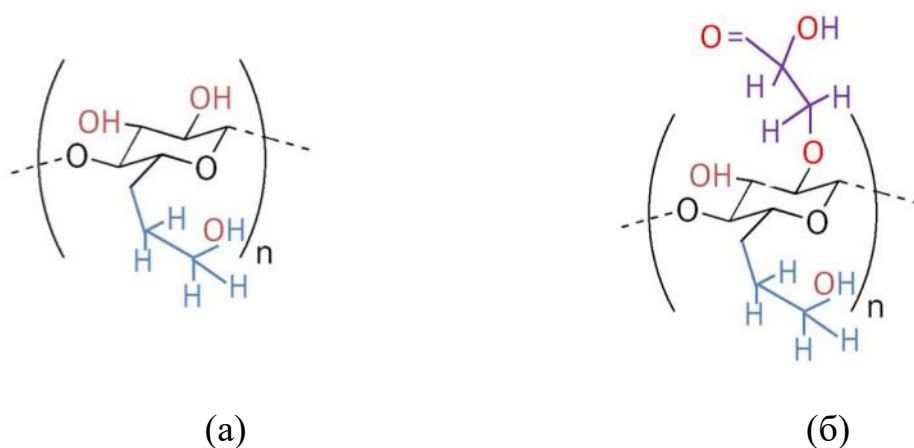


Рисунок - Структурные формулы гидроксиэтил целлюлозы (ГОЭЦ) (а) и карбоксиметилгидроксиэтилцеллюлоз (КМГОЭЦ) (б)

Поскольку ГОЭЦ и КМГОЭЦ на 100% растворимы в воде и содержат очень мало нерастворимого остатка. Поскольку гидроксилы в ГЭЦ находятся в транспозиции, он не может быть сшит и может использоваться только в виде линейного геля. Сшивание происходит при добавлении карбоксиметильной группы в КМГОЭЦ.

### ***Сшитый гель***

Сшивающие агенты используют для увеличения молекулярной массы полимера путем сшивания полимерного скелета в трехмерную структуру. Сшивание увеличивает вязкость, а также эластичность и способность транспортировать проппант жидкости.

Для гелей на основе гуара и КМГОЭЦ в качестве сшивающих агентов используют бор и несколько металлов, включая титан и цирконий. В дополнение к этим материалам железо, хром и алюминий будут сшиты гуаром, но обычно не используются. Железо является основным загрязнителем жидкостей ГРП и является одним из металлов, который необходимо тщательно контролировать для предотвращения преждевременного сшивания.

### *Боратный сшитый гель*

- Обеспечивает хорошее транспортирование проппанта
- Постоянные реологические параметры жидкости при температуре выше 150 °С.
- Низкая фильтруемость
- Хорошие свойства к очистке

Боратный сшитый гель основан на сшивании гидратированных полимеров ионами сложного эфира борной кислоты, в результате чего происходит повышение вязкости (рисунок). Чаще всего используемые полимеры в этих жидкостях ГРП – гуар и ГПГ. Сшиватель на основе сложного эфира борной кислоты действует в обе стороны и начинает работать при изменении рН жидкости ГРП.

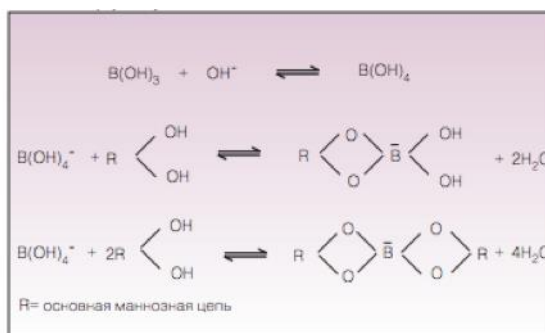


Рисунок - Сшивание гуара боратом [22]

Характеристика обратимости сшивателя в боратных гелях способствует эффективному удалению из пласта, что приводит к



восстановленной проницаемости. Боратные сшитые гели высокоэффективны в низко- и высокопроницаемых пластах.

### *Органометаллический сшитый гель*

Гели на основе органометаллических сшивателей являются наиболее популярным классом жидкостей для ГРП. Первые жидкости имели в составе комплексы гуара - цирконат и титанат, ГПГ и КМГПГ. Органометаллические сшитые гели применяются для транспортирования пропанта из насыщенного газом низкопроницаемого коллектора, для которого необходимо расширения длины трещины. Органометаллические сшитые гели могут также использовать в жидкостях для ГРП, содержащих диоксид углерода.

- Обеспечивают предельную стабильность при высоких температурах. Имеют отличную способность транспортирования пропанта при температурах от 15 до 205 °С.
- Обеспечивают более предсказуемые реологические свойства и характеристики гидравлических потерь.
- Представляют лучший контроль свойств сшивателя жидкости
- Позволяют работать в кислотной, нейтральной и щелочной средах.

### **Жидкости на нефтяной основе**

Жидкости на нефтяной основе применяют на гидрофильных пластах. Такие жидкости обладают низкими фрикционными потерями, а также высокой вязкостью.

При приготовлении первой жидкости разрыва применялись в качестве загустителя - пальмовое масло, сшивателя - нафтенная кислота, основой служил бензин. Сегодня большинство жидкостей на нефтяной основе получают растворением в углеводородах алюминиевых солей органических ортофосфорных эфиров. Полученный сложный эфир имеет трехмерную структуру, похожую на структуру вязкоупругих поверхностно-активных жидкостей. Поскольку алюминий притягивает полярные частицы, присутствующие в воде, в нефти образуются ассоциированные комплексы

большой молекулярной массы. Это в свою очередь объясняет высокую вязкость.

Использование вязких гелей на нефтяной основе в качестве жидкости для ГРП минимизирует возможный ущерб в определенных пластах, такой как миграция частиц из воды, контактирующей с глинами. Гели на нефтяной основе Mu-T-Oil V (Halliburton) активно развиваются в повышении вязкости, исключается необходимость в предварительном перемешивании геля. Также вязкость геля может контролироваться в ходе проведения гидроразрыва пласта, увеличивая гибкость планирования процесса. Гели на углеводородной основе были первыми высоковязких жидкостей, используемых при ГРП, и имеют главное преимущество в совместимости практически с любым типом пласта. Данные гели наиболее подходящие для холодных погодных условий по сравнению с гелями на водной основе.

Самый простой на нефтяной основе гель разрыва, возможен сегодня, это продукт реакции фосфата алюминия и базовый, типичный алюминат соды. Эта реакция присоединения, которая преобразует созданную соль, что дает вязкость в дизельных топливах или сдерживает до высокогравитационной сырую систему. Гель фосфата алюминия улучшает более сырые нефти и увеличивает термостабильность.

Фосфат алюминия может быть использован, чтобы создать жидкость с повышенной стабильностью к высоким температурам и хорошей емкостью для транспортировки проппанта для использования в скважинах с высокими температурами: более 127°C. Основным недостатком использования жидкостей на нефтяной основе это пожаровзрывоопасность. Также надо отметить, что приготовление жидкостей на нефтяной основе требует большого технического и качественного контроля. Приготовление же жидкости на водной основе значительно облегчает процесс.

Комплекс гелирующий «Химеко Т»:

Основа жидкости ГРП: - дизельное топливо

- Гелеобразователь Химеко-Т – смесь органических ортофосфорных эфиров.

- Активатор Химеко-Т – раствор органических соединений алюминия.

Жидкость разрыва на основе Комплекса гелирующего «Химеко Т» рекомендована для проведения процесса ГРП с изоляцией притока вод.

В результате гидролиза геля «Химеко Т» образуются гидроксифосфаты алюминия и кислые алкилфосфаты, обладающие повышенной адгезией к гидрофильным поверхностям, не растворимые в воде и растворимые в углеводородах:

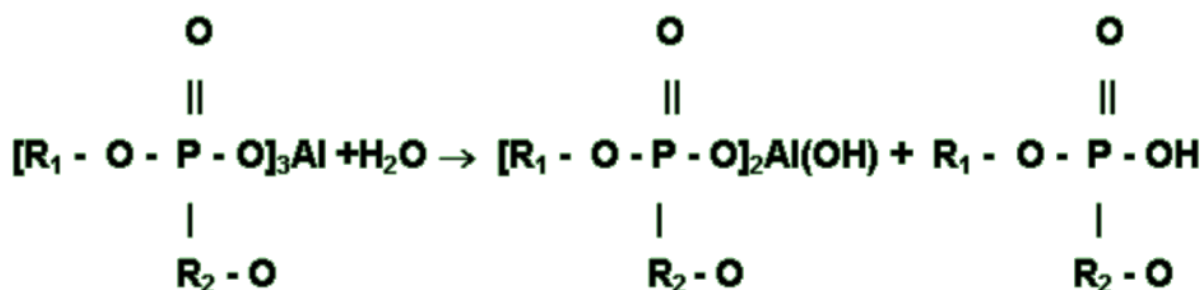


Рисунок – Уравнение реакции гидролиза геля «Химеко Т»

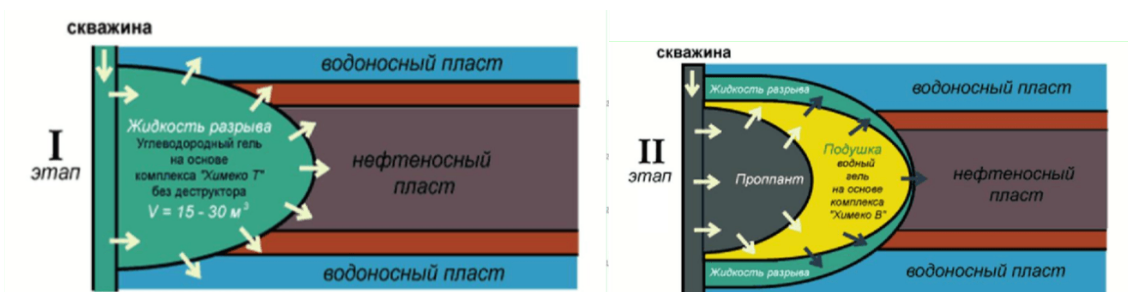


Рисунок – Принципиальная схема закачки жидкости ГРП с изоляцией притока вод

Жидкость разрыва на основе комплекса гелирующего «Химеко Т» рекомендована для проведения процесса ГРП с изоляцией притока вод. В результате гидролиза геля «Химеко Т» образуются гидроксифосфаты алюминия и кислые алкилфосфаты, обладающие повышенной адгезией к

гидрофильным поверхностям, не растворимые в воде и растворимые в углеводородах.

Комплекс гелирующий «Химеко Н»:

Основа жидкости ГРП:

- товарная нефть
- дизельное топливо
- стабильный газовый конденсат
- смесь нефти и нефтепродуктов

Гелеобразователем является смесь органических ортофосфорных эфиров. Активатор Химеко Н – мицеллярный раствор сульфата железа.

Жидкости ГРП на углеводородной основе, полученные с использованием комплекса гелирующего «Химеко Н», получили широкое распространение при проведении кислотного ГРП (КГРП).

Механизм действия геля «Химеко Н»:

1. Разрыв породы и отклонение кислоты от высокопроницаемых участков.
2. Перераспределение скоростей реакции кислоты в водонасыщенной и нефтенасыщенной породе
3. Образование ПАВ - кальциевых солей алкилфосфорных кислот
4. Образование водоизолирующего экрана на контакте кислота – гель на нефтяной основе.

### **Жидкие гелевые концентраты**

Жидкие гелевые концентраты – концентрированные растворы жидкости, приготовленные на основе полимеров. С того момента как концентрированные полимеры стали получать в жидкой форме, обработка и перемешивание сухого, порошкообразного материала на буровой площадке было прекращено. Технология жидких гелевых концентратов обеспечивает эффективный, точный метод варьирования вязкости жидкости ГРП в ходе его проведения. Жидкие гелевые концентраты могут быть добавлены к уже

гидратированному гелю для выравнивания вязкости существующего (закачанного в пласт) геля.

### **Вспененные жидкости**

В процессе разработки месторождения нефти или газа происходит снижение пластового давления. Использование вспененных жидкостей ГРП за счет добавления активированного газа для извлечения флюида из пласта после проведения ГРП. Вспененные жидкости содержат жидкую фазу системы (обычно геля), пенообразующий агент и дисперсную фазу 60-80 %  $N_2$  или  $CO_2$ . Вспененные жидкости могут применяться практически на всех типах нефтяных и газовых скважин, в широких пределах давления, где очень важно минимизировать причиняемый ущерб пласту. Так как во вспененной жидкости содержится небольшое количество жидкой фазы, для удаления из скважины остается меньше жидкости. Вспененные жидкости оставляют тонкий фильтрационный осадок, при этом имеют характеристику низких гидравлических потерь. Гель в таких жидкостях может быть сшитым для более высоких значений вязкости. Азот совместим со всеми сшитыми системами жидкостей ГРП в отличие от углекислого газа.

В таблице представлены виды жидкостей разрыва на пенной основе.

**Таблица** - Жидкости ГРП на пенной основе

Вид жидкости	Основной состав
Водяная пена	Вода с добавлением или без полимеров, вспенивающий агент + $N_2$
Кислотная пена	Кислота и вспенивающий агент + $N_2$
Пена на спиртовой основе	Метанол/вода или метанол и вспенивающий агент + $N_2$
Пена на основе углекислого газа	Жидкий $CO_2$ + $N_2$
Пена на углеводородной основе	Углеводород, вспенивающий агент + $CO_2$

Преимущества использования вспененных жидкостей при

гидроразрыве пласта:

- . Могут быть применены к пластам с высоким содержанием глинистых минералов;
- . Сокращение расхода воды;
- . Повышение производительность скважины после проведения операции ГРП;
- . Создание большего количества трещин;
- . Сокращение кольматации пласта;
- . Быстрая очистка скважины после гидроразрыва;
- . Возможность одновременного подземного хранения (в случае с CO<sub>2</sub>).

### **Жидкости на спиртовой основе**

Самыми распространёнными жидкостями разрыва на спиртовой основе являются жидкости на основе метанола и изопропанола.

Существует несколько методов для повышения вязкости метанола от вспенивания метанола до гелеобразования его с синтетическими полимерами и гуаром.

Для пластов с серьезными проблемами относительно остаточной воды и насыщенностью углеводородами, жидкости на основе метанола могут быть лучшим решением. Метанол обладает отличными свойствами, такими как высокая растворимость в воде, снижает поверхностное натяжение воды и высокое давление насыщенного пара. Спирт удерживает кислород, поэтому спирт служит температурным стабилизатором в жидкостях разрыва.

Метанол является опасным веществом. Низкая температура вспышки, следовательно легче воспламеняется. Обладает большим диапазоном взрывоопасных пределов.

## 14.Выбор оптимальной системы жидкостей ГРП

При выборе подходящей системы жидкостей ГРП следует использовать следующие данные:

1. Распределение потерь давления на трение для различных жидкостей ГРП;
2. Реологические свойства жидкостей при различных температурах;
3. Проводимость для различных систем жидкостей ГРП;
4. Совместимость жидкости ГРП с пластом;
5. Совместимость жидкости ГРП с определенными компонентами;
6. Характеристики поведения жидкости ГРП в окружающей среде;
7. Свойства и условия разрушения геля.

В таблице 1 представлены рекомендуемые жидкости ГРП в зависимости от условий применений.

Таблица 1. Жидкости разрыва и условия применения

Основа жидкости разрыва	Тип жидкости	Основной состав	Условия
Вода	Линейный Сшитый	Гуар, ОГС, ГОЭЦ, КМГПГ Гуар+сшиватель полимеров, ОГС, КМГПГ или КМГОЭЦ Электролит+ПАВ	Небольшие трещины, низкие температуры
	Мицеллярный		Крупные трещины, высокие температуры Средняя протяженность трещин, средние температуры
Нефть	Линейный	Загуститель (гелеобразующий агент) Загуститель (гелеобразующий агент)+сшиватель полимеров Вода+нефть+эмульгатор	Небольшие трещины, гидрофильный пласт
	Сшитый		Крупные трещины, гидрофильный пласт
	Водонефтяная эмульсия		Средние размеры трещин, борьба с водопоглощением
Кислота	Линейный	Гуар или ОГС	Небольшие трещины, карбонатный пласт
	Сшитый	Гуар или ОГС+сшиватель полимеров	Крупные трещины, карбонатный пласт
	Эмульсия	Кислота+вода+эмульгатор	Средняя протяженность трещин, карбонатный пласт
Пена	На водной основе	Вспенивающий агент+N <sub>2</sub> или CO <sub>2</sub>	Пласт с низким давлением
	На нефтяной основе	Вспенивающий агент+N <sub>2</sub> Метанол+ вспенивающий	Карбонатный пласт с низким давлением Гидрофильный пласт с низким

	На основе спирта	агент+N <sub>2</sub>	давлением
--	------------------	----------------------	-----------

*ОГС - окипропилпроизводное гуаровой смолы*

*ГОЭЦ – гидроксиэтилцеллюлоза*

*КМГПГ - карбоксиметил-гидроксипропилгуар*

*КМГОЭЦ – карбоксиметилоксиэтилцеллюлоза*



## **9. Кольматация пласта при проведении ГРП**

### **9.1 Кольматация пласта при проведении стандартного ГРП с использованием жидкостей разрыва на водной основе**

#### **9.1.1 Набухание глинистой фазы коллектора**

Проницаемость заглинизированных пластов снижается в первую очередь вследствие набухания глин [17].

В определенных условиях под действием вышележащих слоев осадочных пород глинистые отложения уплотняются за счет выжимания абсорбированной и поровой воды. Количество оставшейся воды зависит от глубины погружения, типа и объемной доли глинистых минералов, присутствия обменных катионов и других факторов. Обезвоженная глина при первичном вскрытии пластов начинает абсорбировать воду, увеличиваясь в объеме. Это может вызвать не только закупорку каналов, но и дестабилизировать ствол скважины, что проявляется в виде пластичного течения породы, состоящей преимущественно из натриевого монтмориллонита.

Помимо воды мелкодисперсные частицы твердой фазы также проникают в пласт, что приводит к его закупорке. Экспериментально установлено, что при проницаемости 0,38-0,6 мкм<sup>2</sup> происходит наибольшая закупорка пор ПЗП, что сильно затрудняет вымыв фильтрата и глинистых частиц из пласта в скважину.

#### **9.1.2 Продукты распада полимерной жидкости ГРП**

Основной причиной недостижения потенциального дебита добывающих скважин после ГРП является сниженное за счет остаточной жидкости разрыва значение проводимости проппантной пачки. Эффект снижения тем больше, чем выше средняя проницаемость пласта, и может достигать 25 – 35%.

Закачиваемые в пласт под высоким давлением жидкости гидроразрыва готовятся на основе гелей гуаровой смолы с добавлением сшивателя и брейкера-деструктора полимеров. Если после размещения проппантной пачки полимер остается неразрушенным, то образуется свехвязкая, трудно

удаляемая гелеобразная масса, блокирующая не только пространство трещины, но и поровое пространство призабойной зоны.

Одним из основных требований к жидкостям ГРП является разрушение жидкости разрыва до значения вязкости, сравнимого с вязкостью воды для последующей фильтрации геля из трещины. При неполной деструкции геля понижается относительная проницаемость трещины и остаточный гель может создавать препятствия на пути притока жидкостей, что вызывает необходимость применения дополнительной очистки при освоении скважины.

Наиболее перспективным направлением увеличения конечной проницаемости трещины ГРП представляется *кислотное воздействие*. Соляная кислота способствует разрушению комплексных связей между цепочками полимеров и сшивателя. Однако длительное нахождение кислоты в трещине не только негативно сказывается на свойствах стенок трещины терригенного коллектора, но и разрушает закрепляющий трещину проппант.

Чтобы разрушить остатки полимерного геля, на него воздействуют деструкторами - окислителями или реагентами, которые разрывают цепочку полимера в ее самых слабых местах, рачленяя ее на более мелкие, более подвижные фрагменты. В результате понижается вязкость остаточной жидкости, способствуя более эффективной очистке. Деструкторы применяются при пластовых температурах ниже 163 °С. При недостаточной деструкции концентрированный полимер остается в проппантной набивке, снижая ее проводимость и эффективность обработки.

Раньше химически активные деструкторы растворялись в жидкости при ее приготовлении. В результате рабочая жидкость подвергалась их воздействию уже во время закачки. Необходимо было проявлять осторожность, чтобы выбрать достаточно низкую концентрацию деструктора. В противном случае снижение вязкости происходило слишком быстро, приводя к осаждению проппанта. При такой низкой концентрации

деструктора имела место лишь частичная деградация полимера. результатом было ухудшение проводимости трещины.

Однако одного собственно деструктора часто бывает недостаточно. Из результатов испытаний на проводимость видно, что остаточные фрагменты первичной структуры полимера после его деградации все еще способны вызывать значительную закупорку пор (рисунок). Более того, при определенных условиях эти фрагменты могут коагулировать или связываться между собой, образуя вязкую массу и еще более ухудшая проводимость трещины. Иногда внесение дополнительного количества деструктора может привести к усилению коагуляции.

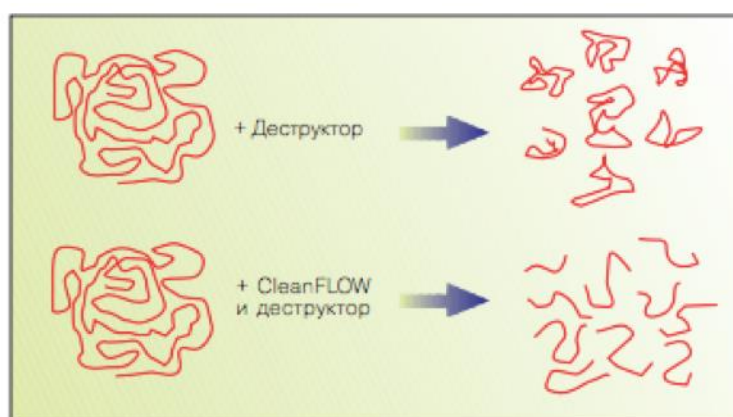


Рисунок – Улучшение очистки пропантной пачки. Применение только деструктора (сверху) приводит к появлению фрагмента полимера, удаление которых из трещины может оказаться затруднительным. Система добавок

CleanFLOW взаимодействует с деструктором (внизу), не допуская коагуляции фрагментов, способствуя очистке трещины и улучшению ее проводимости

Чтобы избежать этого, была разработана особая смесь антикоагулянтов. Эта смесь добавок под названием CleanFLOW синергически работает с деструктором, уменьшив размер фрагментов полимера и устраняя тенденцию к коагуляции. Рассеивающее действие добавки увеличивает подвижность и число путей притока. Закупорка пор уменьшается, а проницаемость пропантной набивки возрастает.

Также предлагается во избежание ухудшению проводимости пласта для проведения ГРП в низкопроницаемых коллекторах целесообразно использовать маловязкие жидкости разрыва, содержащие в своем составе кольматанты – полимерные компоненты. В настоящее время такими перспективными в разработке и применении жидкостями стали *системы на основе вязкоупругих поверхностно-активных (ВУПАВ)*. Благодаря дифильной структуре молекул ПАВ склонны к самоассоциации в растворах, которая проявляется в образовании мицелл. В объеме водной фазы выгодной для образования мицелл становится некоторая концентрация ПАВ, называемая критической концентрацией мицеллообразования (ККМ).

При оптимальном соотношении концентраций ВУПАВ: электролит в водной среде формируются длинные червеобразные мицеллы ПАВ, которые в результате дальнейшего роста и переплетения между собой образуют сложную трехмерную сетчатую структуру в растворе, характеризующуюся вязкоупругими свойствами.

Образующийся гель благодаря упругой структуре удерживает в объеме расклинивающий агент, обладая значительно меньшими значениями вязкости в сравнении с полимерными композициями, транспортирует пропант глубоко в обрабатываемый продуктивный интервал.

Также немаловажная особенность растворов ВУПАВ выражается в обратимости процесса формирования червеобразных мицелл, которые способны разрушаться при контакте с углеводородной фазой. В результате вязкоупругая системы теряет свои вязкостные свойства и легко выходит на поверхность вместе с добываемыми пластовыми флюидами, оставляя после себя высокопроводящие пачки расклинивающего агента в пласте.

### **9.1.3 «Смытые» с поверхности матрицы коллектора в процессе движения геля частицы глины**

Кольматация порового пространства может быть вызвана мигрирующими тонкими частицами коалинитовых глин, возникающая в результате их отделения от стенок пор в процессе движения геля.

Набухание глин в этом случае обусловлено доминирующим содержанием глинистого цемента и минералов (коалинит в среднем около 50 %, гидрослюдистые минералы до 8 %, хлорит от 3 до 5 %).

### **9.1.4 Образование фильтрационной корки**

Одним факторов негативно влияющих на проводимость трещины является образование фильтрационной корки на поверхности трещины. Во время операций по гидравлическому разрыву жидкость ГРП находится в трещине под гораздо более высоким давлением, чем коллекторе, поэтому она просачивается и разрывает пласт. Но поскольку молекулы сшитого гуара слишком крупные и не могут войти в поровую матрицу, то полимер образует плотную корку на поверхности трещины. Кроме того, когда по окончании операции ГРП снижают давление, трещина смыкается, создавая плотную упаковку проппанта. При смыкании трещины происходит дополнительное вытеснение воды из полимерной сетки в пласт, в результате чего еще более повышается концентрация полимера. Если полимер остается неразрушенным, то образуется сверхвязкая гелеобразная корка, блокирующая поровое пространство трещины.

С увеличением проницаемости уменьшается коэффициент восстановления, что связано с большим проникновением геля ГРП в поровую матрицу и, соответственно, большей степени кольматации пласта.

## **9.2. Кольматация пласта при проведении стандартного ГРП с использованием жидкостей разрыва на углеводородной основе**

### **9.2.1 Выпадение в ПЗП асфальто-смолистых и парафиновых отложений (АСПО)**

*Органические отложения* - парафины и асфальтены содержатся в различных количествах во всех типах сырой нефти. По данным отечественных исследователей отложений АСПО весьма разнообразны и определяются природой и составом нефти, а также термобарическими и геолого-техническими условиями эксплуатации нефтяных месторождений, при этом применение растворителей для их удаления должно непременно предусматривать как термодинамические, так и кинетические аспекты процесса растворения отложений.

Парафины и асфальтены можно охарактеризовать следующим образом:

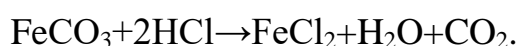
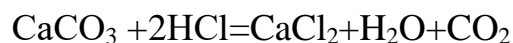
- парафины и асфальтены являются компонентами нефти;
- их отложение сильно зависит от фазовых изменений (падения температуры и давления);
- парафины растворимы в органических растворителях, таких как ксилол или др., предлагаемых сервисными компаниями;
- асфальтены не растворяются (диспергируют) в органических растворителях;
- проблемы с отложениями асфальтенов и парафинов становятся острее с увеличением срока эксплуатации скважин (пластовое давление и дебиты снижаются).

Парафины и асфальтены могут осложнять добычу вместе с минеральными отложениями. Так как для удаления минеральных отложений обычно необходима кислота, то для эффективного удаления обоих типов отложений применяется комбинированная обработка, которая включает в себя органические растворители и кислоту.

### 9.3 Кольматация пласта при проведении кислотного ГРП

#### 9.3.1 Осадкообразование в процессах взаимодействия кислотных растворов с породами пласта и пластовыми флюидами

В основе использования соляной кислоты для обработки карбонатных коллекторов скважин может характерные реакции:



Образующиеся при этом хлориды Ca, Mg и Fe являются растворимыми продуктами, а выделяющийся CO<sub>2</sub> оказывает положительное влияние на эффективность проведения операции, поскольку обладает хорошими нефтевытесняющими свойствами.

Вместе с тем следует обратить особое внимание на следующие нюансы. Образующиеся в результате солянокислотного воздействия водные растворы CaCl<sub>2</sub> и MgCl<sub>2</sub> способны при взаимодействии с большинством анионоактивных ПАВ полностью или частично высаливаться, образуя нерастворимые осадки в виде кальциевых и магниевых солей.

При солянокислотном воздействии в призабойной зоне пласта образуется хлорное железо (FeCl<sub>2</sub>). После нейтрализации соляной кислоты в ПЗП до величины рН, равного 3-3,5, происходит гидролиз хлорного железа с образованием Fe(OH)<sub>3</sub> в виде объемного осадка, способного закупорить поровые каналы. При достижении рН, равного 7, FeCl<sub>2</sub> также гидролизуетеся с выпадением в осадок.

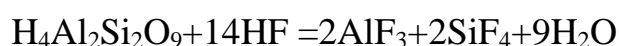
В ряде случаев на промыслах используется абгазная соляная кислота, содержащая в виде примесей фтористый водород и фосфорную кислоту, которые при реагировании с кальцитом образуют осадки CaF<sub>2</sub> и Ca<sub>3</sub>(PO<sub>4</sub>)<sub>2</sub>, за счет чего эффективность операции может снизиться.

Как уже отмечалось выше при реакции доломита с HCl образуется MgCl<sub>2</sub>. Эта же соль образуется в результате в результате термохимической

реакции металлического Mg и HCl, причем в водном растворе она гидролизуется с образованием Mg(OH)<sub>2</sub>, имеющего объем в несколько раз больше исходного Mg, и поэтому способный блокировать поровое пространство. Необходимо также иметь в виду, что при достаточно высоких температурах и наличии в ПЗП одновременно раствора CaCl<sub>2</sub> и сернокислотных солей неминуемо произойдет образование осадка гипса (CaSO<sub>4</sub> \* 2H<sub>2</sub>O) в виде волокнистой массы игольчатых кристаллов.

Особое внимание при кислотных обработках терригенных коллекторов следует обратить на закупорку пор за счет осаждения продуктов реакции минерал-кислота.

Известно, что взаимодействие фтористоводородной кислоты с силикатными материалами (кварцем, каолинитом и др.) происходит по следующим реакциям:



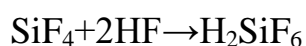
Первая реакция протекает медленно, вторая достаточно быстро, хотя и значительно медленнее, чем реакция HCl с карбонатами.

Образовавшийся в результате указанных реакций SiF<sub>4</sub> реагирует с водой, гидролизуясь по схеме



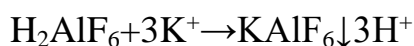
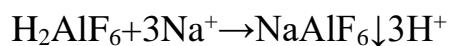
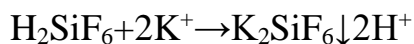
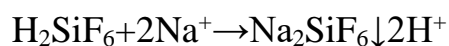
По мере снижения кислотности раствора Si(OH)<sub>4</sub> может превратиться в студнеобразный гель, прочно запечатывающий часть порового пространства породы пласта.

При наличии в растворе избытка HF возможно и прямое образование H<sub>2</sub>SiF<sub>6</sub> и H<sub>3</sub>AlF<sub>6</sub> по реакциям:

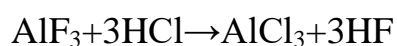


На следующей стадии при реакции с натрий и калий содержащими минералами пласта или растворами солей этих металлов происходит образование фторсиликатов и фторалюминатов натрия и калия

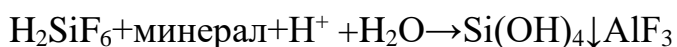




Получаемые осадки достаточно объемные, поэтому они обуславливают большее снижение проницаемости пласта, чем мелкозернистый осадок  $\text{CaF}_2$ . Высокая концентрация фтористоводородной кислоты способствует образованию таких осадков, однако по мере расхода  $\text{HF}$  происходит снижение ее концентрации, что уменьшает возможность образования фторсиликатов натрия и калия. Кроме того, присутствующая в составе грязевой кислоты соляная кислота переводит малорастворимую соль  $\text{AlF}_3$  в хорошо растворимую соль  $\text{AlCl}_3$  по реакции



Из вторичных реакций следует обратить внимание на следующую реакцию



Движущей силой этой реакции является большее сродство фтора к алюминию, чем к кремнию. Образование силикагеля происходит, когда израсходована почти вся фтористоводородная кислота и коллоидный гидроксид кремния выпадает в осадок в виде студенистого геля, который может закольматировать поры пласта, но присутствие в растворе соляной кислоты предотвращает его образование.

### **9.3.2 Проблемы кислотной коррозии и попадание в ПЗП ионов железа**

В призабойную зону скважин ионы железа попадают из раствора  $\text{HCl}$  при длительном хранении ингибированной соляной кислоты в незащищенной антикоррозийными покрытиями таре, в результате коррозии подземного скважинного оборудования, с жидкостью глушения при остановке добывающих скважин, а в водонагнетательных с закачиваемой в

пласт водой. Кроме того, нерастворимые соединения железа могут образовываться при кислотной обработке скважин, если в породообразующих минералах пласта содержатся соли железа, например, сидерит или пирит.

## 10. Другие добавки, используемые при ГРП

В дополнение к основным жидкостям создано большое число присадок, выполняющих различные функции: структурообразующие и вызывающие деструкцию, снижающие инфильтрацию, понижающие трение, термостабилизаторы, ПАВ, эмульгаторы и деэмульгаторы, глиностабилизаторы, буферы, пенообразующие и пеноразрушающие, 23 гидрофобизирующие, управляющие рН, бактерициды, ингибиторы коррозии и др.

Эти химические добавки обычно могут составлять от 0,5 до 2 процентов жидкости. Остальные 98 до 99,5 процента жидкости представляют собой воду. Проппанты, такие как песок, алюминий, или керамические бусины, часто вводятся, чтобы удерживать трещины открытыми после завершения обработки давлением.