

Методы увеличения дебита скважин

Методы воздействия на призабойную зону скважины

Извлечение нефти из пласта и любое воздействие на него осуществляются через скважины. **Призабойная зона скважины (ПЗС)** - область, в которой все процессы протекают наиболее интенсивно. Здесь сходятся линии токов при извлечении жидкости или расходятся - при закачке. Здесь **скорости движения жидкости, градиенты давления, потери энергии, фильтрационные сопротивления максимальны**. От состояния ПЗС зависит эффективность разработки месторождения, дебиты добывающих скважин, приемистость нагнетательных и та доля пластовой энергии, которая может быть использована на подъем жидкости непосредственно в скважине.

Важно сохранить ПЗС в таком состоянии, чтобы **энергия, расходуемая на преодоление фильтрационных сопротивлений ПЗС, была бы достаточно мала** как при отборе жидкости из пласта, так и при нагнетании в пласт.

В процессе добычи нефти пластовая жидкость - нефть, вода и газ - проходит через ПЗС добывающих скважин и вся нагнетаемая в пласты вода - через ПЗС нагнетательных скважин. Эти процессы происходят **при температурах и давлениях, отличных от тех, при которых эти жидкости (или газы) были первоначально на поверхности или в пласте**. В результате в ПЗС, как в фильтре, **могут откладываться углеводородные компоненты (смолы, асфальтены, парафины и др.), и различные соли, выпадающие из растворов в результате нарушения термодинамического равновесия**.

Общая характеристика и цель воздействий на ПЗС

Для снижения фильтрационных сопротивлений необходимо осуществлять мероприятия по воздействию на ПЗС для повышения проницаемости, улучшения сообщаемости со стволом скважины, увеличения системы трещин или каналов для облегчения притока и снижения энергетических потерь.

Методы воздействия на ПЗС можно разделить на три группы: химические, механические, тепловые.

Химические методы целесообразно применять в случаях, когда можно растворить породу пласта или элементы, отложение которых обусловило ухудшение проницаемости ПЗС, например, соли или железистые отложения и др. Типичным методом воздействия является простая кислотная обработка.

Механические методы эффективны в твердых породах, когда создание дополнительных трещин в ПЗС позволяет приобщить к процессу фильтрации новые удаленные части пласта. К этому виду воздействия относится ГРП.

Тепловые методы целесообразны, когда в ПЗС произошло отложение твердых или очень вязких углеводородов, таких как парафина, смол, асфальтенов, а также и при фильтрации вязкой нефти. К этому виду воздействия относятся прогревы ПЗС глубинным электронагревателем, паром или другими теплоносителями.

Общая характеристика и цель воздействий на ПЗС

Существуют разновидности методов воздействия на ПЗС, которые сочетают характерные особенности перечисленных трех основных. Например, термокислотная обработка скважин сочетает в себе как химическое воздействие на породу пласта, так и тепловое воздействие в результате выделения большого количества теплоты при химической реакции со специально вводимыми веществами и т. д.

Выбор метода воздействия основывается на тщательном изучении термодинамических условий и состояния ПЗС, состава пород и жидкостей, а также систематического изучения накопленного промыслового опыта на данном месторождении.

Обработка скважин соляной кислотой

Обработка скважин соляной кислотой нашла широкое распространение вследствие **сравнительной простоты, дешевизны и часто встречающихся благоприятных для ее применения пластовых условий.**

В нефтесодержащих породах часто присутствуют известняки, доломиты или карбонатные цементирующие вещества. Такие породы соляная кислота хорошо растворяет, при этом происходят следующие реакции.

При воздействии на известняк



При воздействии на доломит



Хлористый кальций (CaCl_2) и хлористый магний (MgCl_2) - это соли, хорошо растворимые в воде - носители кислоты, образующейся в результате реакции. Углекислый газ (CO_2) также легко удаляется из скважины, либо при соответствующем давлении (свыше 7,6 МПа) растворяется в воде

Обработка скважин соляной кислотой

К раствору HCl добавляют реагенты:

1. **Ингибиторы** - вещества, снижающие коррозионное воздействие кислоты на оборудование. Их добавляют в количестве до 1 % :

формалин (0,6%), снижающий коррозионную активность в 7 - 8 раз;

уникол - (0,25 - 0,5%), снижающий коррозионную активность в 30 - 42 раза.

Уникол не растворяется в воде может выпадать в осадок, его концентрацию уменьшают до 0,1 %, что снижает коррозионную активность до 15 раз.

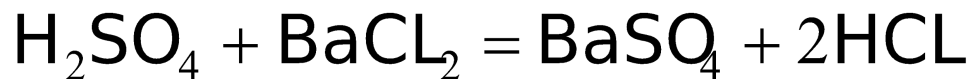
Для высоких температур и давлений разработан **ингибитор - реагент И-1-А** (0,4%) в смеси с **уротропином** (0,8%), снижающий коррозионную активность (при $t = 87\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $P = 38\text{ МПа}$) до 20 раз. Ингибитор **катапин А** считается одним из лучших. При дозировке 0,1 % он в 55 - 65 раз снижает коррозионную активность раствора, при 0,025% (0,25 кг на 1 м³ раствора) - в 45 раз. Его ухудшаются при высоких температурах. При $t = 80 - 100\text{ }^{\circ}\text{C}$ его дозировка увеличивается до 0,2 % с добавкой 0,2 % уротропина. Катапин А является хорошим катионоактивным ПАВ.

Обработка скважин соляной кислотой

2. Интенсификаторы - поверхностно-активные вещества (ПАВ), снижающие в 3 - 5 раз поверхностное натяжение на границе нефти - нейтрализованная кислота, ускоряющие и облегчающие очистку призабойной зоны от продуктов реакции и от отреагировавшей кислоты.

Добавка ПАВ увеличивает эффективность кислотных обработок. Некоторые ингибиторы, такие как катапин А, катамин А, мервелан К (0), одновременно выполняют роль интенсификаторов, так как являются и активными ПАВами. В качестве интенсификаторов используют также такие ПАВы, как ОП-10, ОП-7, 44 - 11, 44 - 22 и ряд других. Учитывая потерю ПАВ на поверхности породы в результате абсорбции в головной части нагнетаемого раствора HCL, концентрацию реагента увеличивают примерно в 2 - 3 раза.

3. Стабилизаторы - вещества для удерживания в растворенном состоянии продуктов реакции, примесей раствора HCL с железом, цементом и песчаниками, а также для удаления из раствора соляной кислоты вредной примеси серной кислоты и превращения ее в растворимую соль бария



Обработка скважин соляной кислотой

Соляная кислота, взаимодействуя с глинами, образует **соли алюминия**, а с цементом и песчаником - **гель кремниевой кислоты, выпадающие в осадок**.

Для устранения этого и используют стабилизаторы - уксусную (CH_3COOH) и плавиковую (HF) (фтористоводородную) кислоты, а также ряд других (лимонная, винная и др.).

Добавление **плавиковой кислоты (HF)** в количестве 1 - 2 % предупреждает образование геля кремниевой кислоты, закупоривающего поры коллектора, и способствует лучшему растворению цементной корки. **Уксусная кислота (CH_3COOH)** удерживает в растворенном состоянии соли железа и алюминия и сильно замедляет реакцию раствора HCl с породой, что позволяет закачать концентрированный раствор HCl в более глубокие участки пласта.

Рабочий раствор кислоты готовят на центральных промысловых кислотных базах или редко у скважины.

Соляную кислоту перевозят в гуммированных железнодорожных цистернах или автоцистернах.

Растворы HCl готовят с обязательным соблюдением правил по технике безопасности, которые предусматривают наличие специальной одежды, резиновых перчаток и очков.



Обработка скважин соляной кислотой

Различают несколько видов обработки соляной кислотой скважин, вскрывших карбонатные коллекторы:

- кислотные ванны,
- простые кислотные обработки
- обработки под давлением ПЗС,
- термокислотные обработки,
- кислотные обработки через гидромониторные насадки,
- серийные поинтервальные кислотные обработки.

Кислотные ванны применяются в скважинах с открытым забоем после бурения и при освоении, для очистки забоя от остатков цементной и глинистой корки, продуктов коррозии, кальцитовых выделений из пластовых вод и др. Для скважин, забой которых обсажен колонной и перфорирован, кислотные ванны проводить не рекомендуют. Объем кислотного раствора равен объему скважины от забоя до кровли обрабатываемого интервала, а башмак НКТ, через который закачивают (раствор, спускается до подошвы пласта или забоя скважины. Применяется раствор HCl повышенной концентрации (15 - 20%), так как его перемешивания на забое не происходит. Обычно время выдержки составляет 16 - 24 ч.

Обработка скважин соляной кислотой

Простые кислотные обработки - наиболее распространенные, осуществляются задавкой раствора HCL в ПЗС.

При многократных обработках для каждой следующей операции растворяющая способность раствора увеличивается за счет наращивания объема раствора, повышения концентрации кислоты или увеличения скорости закачки. Исходная концентрация HCL - 12 %, максимальная - 20 %.

Простые кислотные обработки осуществляются с помощью одного насосного агрегата в промытой и подготовленной скважине без применения повышенных температур и давления. При парафинистых и смолистых отложениях в НКТ и на забое их удаляют промывкой скважины растворителями: керосином, пропан-бутановыми фракциями и др. При открытом забое кислотная обработка проводится только после кислотной ванны. После закачки расчетного объема раствора кислоты в НКТ закачивают продавочную жидкость в объеме, равном объему НКТ.

В качестве продавочной жидкости используется нефть для добывающих скважин и вода с добавкой ПАВ типа ОП-10 для нагнетательных скважин. В процессе закачки раствора HCL уровень кислоты в межтрубном пространстве поддерживается у кровли пласта.

Обработка скважин соляной кислотой

Кислотная обработка под давлением. При простых СКО кислота проникает в хорошо проницаемые прослой. Плохо проницаемые прослой остаются неохваченными. Для устранения этого недостатка, связанного со слоистой неоднородностью пласта, применяют кислотные обработки под давлением.

Выраженные высокопроницаемые прослой изолируются пакерами или предварительной закачкой в эти прослой буфера - высоковязкой эмульсии типа кислота в нефти. При последующей закачке кислотного раствора можно увеличить охват пласта по толщине воздействием кислоты.

СКО под давлением обычно является третьей операцией после ванн и простых СКО. Сначала на скважине проводятся удаление забойных пробок, парафиновых отложений, изоляция обводнившихся прослоев или создание на забое столба тяжелой жидкости в пределах обводнившегося низа скважины. Обычно перед проведением СКО под давлением продуктивный пласт изучается для выявления местоположения поглощающих прослоев и их толщины. Для предохранения обсадной колонны от высокого давления у кровли пласта на НКТ устанавливают пакер с якорем. Для изоляции или для снижения поглотительной способности высокопроницаемых прослоев в пласт нагнетают эмульсию.

Термокислотные обработки

Этот вид воздействия на ПЗС заключается в обработке забоя скважины горячей кислотой, нагрев которой происходит в результате экзотермической реакции **соляной кислоты с магнием или некоторыми его сплавами** (МЛ-1, МА-1 и др.) в специальном реакционном наконечнике, расположенном на конце НКТ, через который прокачивается рабочий раствор HCL. При этом происходит следующая реакция.



Для растворения 1 кг Mg потребуется 18,61 л 15%-ного раствора HCL. Из уравнения баланса теплоты

$$Q = V \cdot C_v \cdot \Delta t$$

следует что при реализации всей выделившейся теплоты Q кДж на нагрев V л раствора, имеющего теплоемкость C_v (кДж/л·°C), нагрев раствора произойдет на Δt °C или

$$\Delta t = Q / (V \cdot C_v)$$

Принимая теплоемкость раствора 15%-ной HCL, равной теплоемкости воды, т. е. $C_v = 4,1868$ кДж/л·°C, получим

$$\Delta t = \frac{18987}{18,61 \cdot 4,1868} = 243,2^\circ\text{C}$$

Термокислотные обработки

В наконечники загружают от 40 до 100 кг магния в зависимости от обрабатываемого интервала пласта и желаемой температуры. При этом прокачивается от 4 до 10 м³ 15 %-ного раствора HCL.

Существуют два вида обработки.

- **Термохимическая обработка ПЗС** - обработка горячей кислотой, при которой для растворения магния подается избыточное количество кислоты для растворения карбонатов породы пласта так, чтобы сохранялась концентрация HCL 10 - 12 %.
- **Термокислотная обработка ПЗС** - сочетание термохимической и непрерывно следующей за ней кислотной обработки ПЗС. Причем кислотная обработка может быть как обычной, так и под давлением.

Скорость прокачки раствора HCL должна быть такой, чтобы в течение всего процесса на выходе наконечника была одинаковая запланированная температура и постоянная остаточная кислотность раствора. Это условие трудно выполнимо, так как при прокачке кислоты через магний непрерывно изменяются его масса, поверхность соприкосновения с кислотой, температура реакционной среды, концентрация кислоты и др. Это затрудняет расчет режима прокачки кислоты.

Поинтервальная или ступенчатая СКО

При вскрытии нескольких самостоятельных прослоев общим фильтром или открытым забоем, а также при вскрытии пласта большой толщины, в разрезе которого имеются интервалы с различной проницаемостью, одноразовая солянокислотная обработка всего интервала положительно сказывается на наиболее проницаемом прослое. **Прослой с ухудшенной гидропроводностью остаются необработанными.** В таких случаях **применяют поинтервальную солянокислотную обработку, т. е. обработку каждого интервала пласта или пропластка.** Для этого намечаемый для обработки интервал изолируется двумя пакерами, которые устанавливаются непосредственно у границ интервала или пропластка. При обсаженном и перфорированном забое используют обычные шлипсовые пакеры типа ПШ5 или ПШ6. Эффективность обработки зависит от герметичности затрубного цементного камня, предотвращающего перетоки нагнетаемого раствора HCL по затрубному пространству в другие пропластки. При открытых забоях намеченный для СКО интервал также выделяют с помощью пакерных устройств, используемых в испытателях пластов. После обработки одного интервала и последующей его пробной эксплуатации для оценки полученных результатов переходят к СКО следующего интервала.

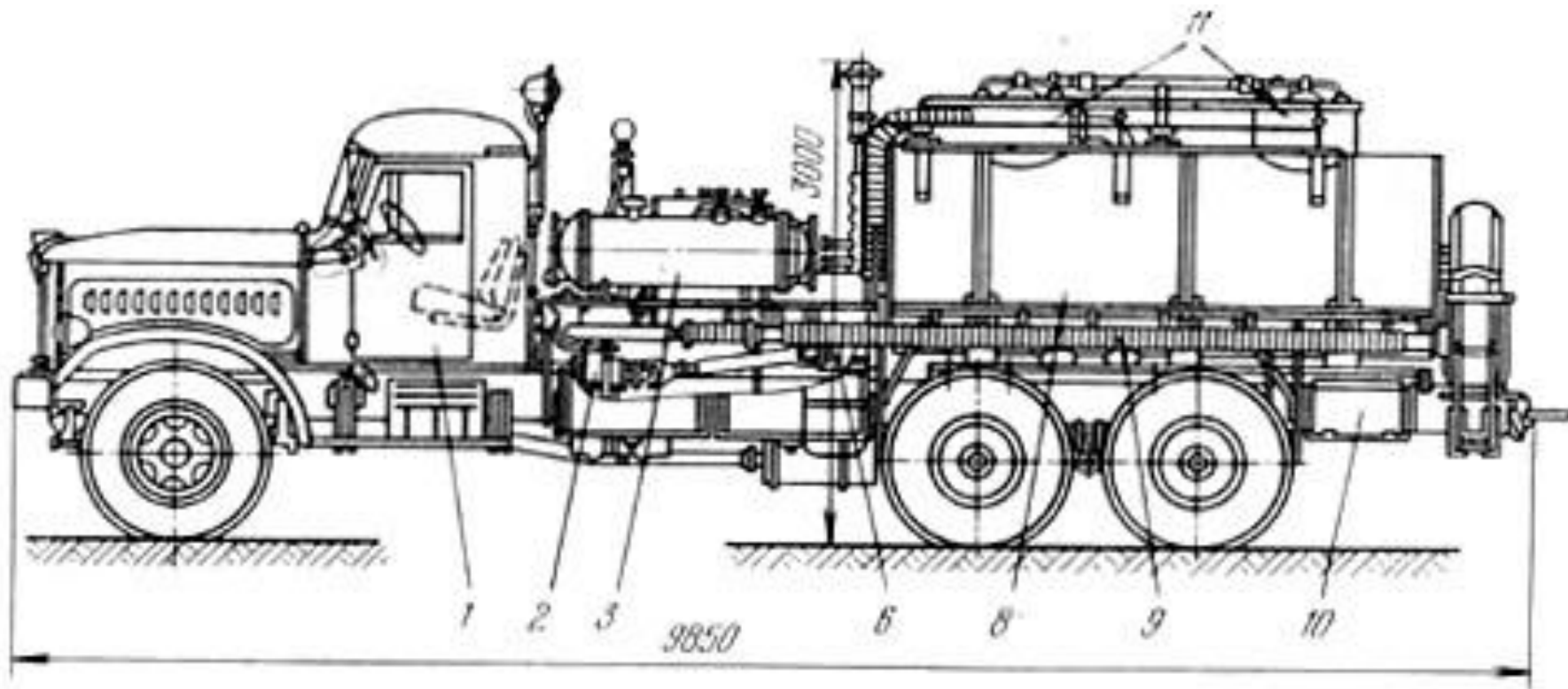
Техника и технология кислотных обработок скважин

На нефтяных промыслах, где проектируются СКО, сооружаются кислотные базы с подъездными путями (включая железнодорожную ветку), насосными помещениями, лабораторией, гуммированными емкостями, складскими помещениями, душевыми и помещениями для бригады, а также и котельными для подогрева растворов в зимнее время.

На скважины рабочий раствор доставляется в автоцистернах 4ЦР емкостью 9,15 м³ или УР-20 емкостью 17 м³. Для перевозки концентрированных неингибированных кислот емкости должны быть гуммированы. На скважинах используют передвижные емкости (на салазках) объемом 14 м³, которые в зимнее время оборудуют змеевиком для обогрева растворов паром. Для перекачки кислот используются специальные кислотоупорные центробежные насосы с подачей от 7 до 90 м³/ч и напора от 8 до 30м.

Для закачки ингибированных растворов кислоты в пласт используется, специальный насосный агрегат на автомобильном шасси - "Азинмаш-30А" с гуммированной резиной цистерной, из двух отсеков емкостью 2,7 м³ и 5,3 м³, а также с дополнительной емкостью на прицепе с двумя отсеками по 3 м³ каждый.

Техника и технология кислотных обработок скважин



1 - кабина машиниста (пульт управления); 2 - коробка отбора мощности; 3 - емкость для реагента; 6 - редуктор; 8 - цистерна для раствора кислоты; 9 - комплект присоединительных шлангов; 10 - ящик для инструментов; 11 - горловина цистерны.

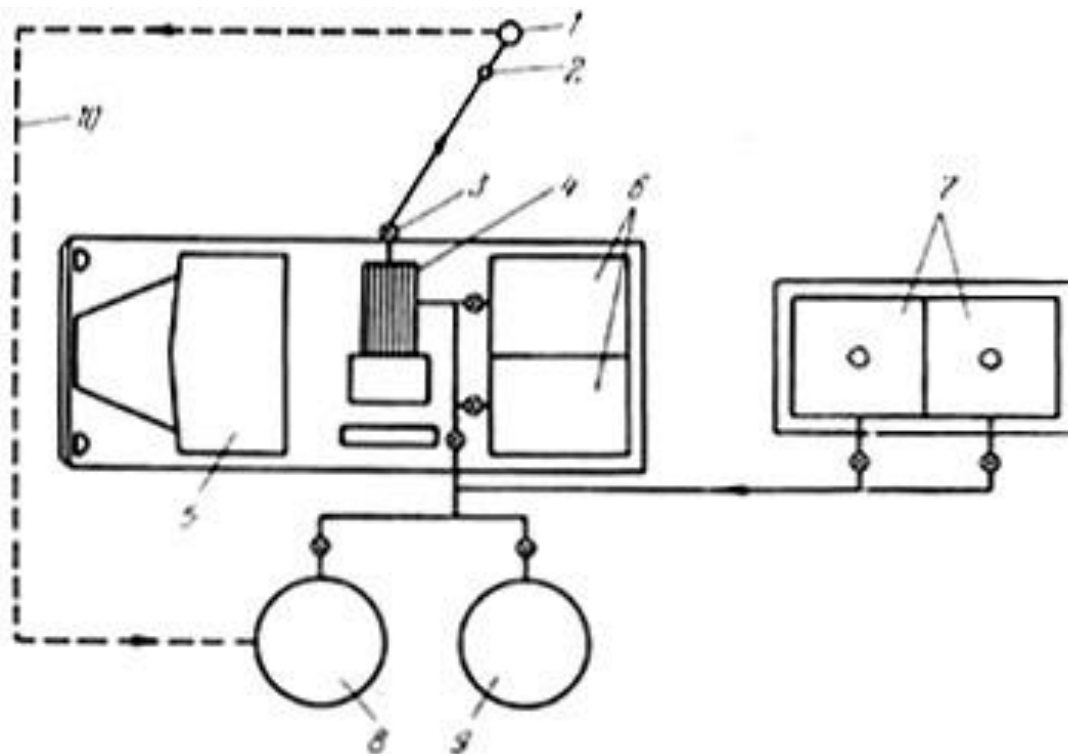
Агрегат снабжен основным **трехплунжерным горизонтальным насосом высокого давления 4НК500** для закачки кислоты в скважину. Насос имеет привод от основного двигателя автомобиля мощностью 132 кВт. Конструкция силового насоса предусматривает сменные плунжеры диаметром 110 и 90 мм. [Перейти на первую страницу](#)



Техника и технология кислотных обработок скважин

Рис. 1. Схема обвязки скважины при проведении простых кислотных обработок.

1 - устье скважины; 2 - обратный клапан; 3 - задвижка высокого давления; 4 - насос 4НК-500; 5 - агрегат Азинмаш 30А; 6 - емкость для кислоты на агрегате; 7 - емкость для кислоты на прицепе; 8 - емкость для продавочной жидкости; 9 - емкость для кислоты; 10 - линия для обратной циркуляции



Иногда для закачки используют два и более параллельно работающих агрегатов. Устье при обработке под давлением оборудуется специальной головкой и соединяется с выкидом насосного агрегата прочными трубами.

При термокислотной обработке используются реакционные наконечники из нефтепроводных труб диаметром 100 и 75 мм. Внутренняя полость трубы загружается магнием в виде стружки или брусков, а ее поверхность перфорируется мелкими отверстиями.

Гидравлический разрыв пласта

Сущность метода заключается в нагнетании в проницаемый пласт жидкости при высоком давлении (до 100 Мпа), под действием которого **пласт расщепляется, либо по плоскостям напластования, либо вдоль естественных трещин**. Для предупреждения смыкания трещин при снятии давления в них **вместе с жидкостью закачивается крупный песок (проппант)**, сохраняющий проницаемость трещин, в тысячи раз превышающую проницаемость ненарушенного пласта. На пласт в вертикальном направлении действует сила, равная весу вышележащих пород. Плотность горных осадочных пород обычно принимается равной 2300 кг/м^3 .

Давление горных пород будет равно $P_{\Gamma} = \rho_{\Pi} \cdot g \cdot H$

За миллионы лет существования осадочных пород внутреннее напряжение породы по всем направлениям стало одинаковым и равным горному. Для расслоения пласта, т. е. для образования в пласте горизонтальной трещины, необходимо внутри пористого пространства создать давление P_p , превышающее горное на величину сопротивления горных пород на разрыв, так как надо преодолеть силы сцепления частиц породы,

$$P_p = P_{\Gamma} + \sigma_z$$

Гидравлический разрыв пласта

Фактические давления разрыва меньше горного, т. к. в ПЗС создаются области разгрузки, в которых внутреннее напряжение меньше горного P_g . Это обусловлено причинами геологического характера, например, в процессе горообразования могло произойти не только сжатие пород, но и их растяжение. Другое объяснение локального уменьшения P_g - сама проводка ствола скважины нарушает распределение напряжений в примыкающих породах, и эти нарушения (уменьшения) тем больше, чем ближе порода к стенкам скважины. Локальное уменьшение внутреннего напряжения больше, если в разрезе имеются слои глин, обладающие свойствами пластичности, которые в процессе бурения набухают и часто выпучиваются в ствол скважины.

Давление разрыва P_p не поддается надежному теоретическому определению, ибо связано с необходимостью знания некоторых параметров пласта, измерение которых недоступно.

При ГРП возникают давления, превышающие допустимые для обсадных колонн, поэтому предварительно в скважину спускают НКТ, способные выдержать это давление.

Гидравлический разрыв пласта

По своему назначению **жидкости** разделяются на три категории: **жидкость разрыва, жидкость-песконоситель и продавочная жидкость.**

Жидкость разрыва должна хорошо проникать в пласт или в трещину, но иметь высокую вязкость, чтобы не рассеиваться в объеме пласта, и вызывать необходимое расклинивающее действие в образовавшейся трещине. В качестве жидкостей разрыва используют сырые дегазированные нефти с вязкостью до 0,3 Па-с; нефти, загущенные мазутными остатками; нефтекислотные эмульсии (гидрофобные); водонефтяные эмульсии (гидрофильные) и кислотно-керосиновые эмульсии.

Жидкости на углеводородной основе применяют при ГРП в добывающих скважинах. В нагнетательных скважинах в качестве жидкости разрыва используют **чистую или загущенную воду**. К загустителям относятся компоненты, имеющие крахмальную основу, полиакриламид, сульфит-спиртовая барда (ССБ), КМЦ (карбоксилметилцеллюлоза).

Некоторые глинистые компоненты пластов чувствительны к воде и склонны к набуханию. В таких случаях в жидкости на водной основе вводят химические реагенты, стабилизирующие глины при смачивании.

Гидравлический разрыв пласта

Жидкости-песконосители изотавливают на нефтяной и водной основах. Для них важна пескоудерживающая способность и низкая фильтруемость, за счет увеличения вязкости и придания жидкости структурных свойств. Используются те же жидкости, что и для разрыва пласта.

При высокой фильтруемости перенос песка в трещине ухудшается, так как о скорость течения по трещине быстр становится равной нулю, и **развитие ГРП затухает вблизи стенок скважины**. Хорошей песконесущей способностью обладают **кислотно-керосиновые эмульсии, имеющие высокую стойкость, не разрушающиеся** в жаркую погоду при транспортировке с наполнителем.

При закачке песконосительной жидкости, из-за большой вязкости, наличия в ней наполнителя - песка и необходимости вести закачку на большой скорости возникают **большие устьевые давления**. Хотя насосные агрегаты делаются в износостойком исполнении, **при работе на высоких давлениях они быстро изнашиваются**. Для снижения потерь на трение на 12 - 15 % **разработаны химические добавки к растворам на мыльной основе, а также тяжелые высокомолекулярные углеводородные полимеры**. Около 90 % операций ГРП осуществляются с использованием жидкостей на водной основе в силу дешевизны.

Гидравлический разрыв пласта

Продавочные жидкости закачивают в скважину для того, чтобы довести жидкость-песконоситель до забоя скважины. Объем продавочной жидкости равен объему НКТ. К расчетному объему НКТ прибавляется объем затрубного пространства между башмаком НКТ и верхними дырами фильтра. В качестве продавочной жидкости используется чаще всего вода.

Наполнитель служит для заполнения трещин и предупреждения их смыкания при снятии давления. **Известны факты эффективного ГРП без наполнителя.** Однако эффект менее продолжителен. Наполнитель при заполнении трещины воспринимает нагрузку от горного давления после снижения давления жидкости. Он частично разрушается и вдавливается в породу и должен обладать высокой прочностью. **В идеале наполнитель должен иметь плотность, равную плотности жидкости-песконосителя, чтобы перенос его по трещине и ее заполнение были бы успешными.** Размеры зерен наполнителя должны обеспечить его проникновение в самые удаленные части трещины и высокую их проницаемость при последующей эксплуатации скважин. **Для ГРП применяют песок размером от 0,5 до 1,2мм. В первые порции жидкости-песконосителя замешивается более мелкая фракция (0,5 - 0,8 мм), а в последующую - более крупные фракции.**

Гидравлический разрыв пласта

Чистый кварцевый песок имеет большую плотность (2650 кг/м^3), что способствует его оседанию из потока жидкости и затрудняет заполнение трещин. Его плотность на смятие бывает недостаточной. В мировой практике в последнее время находят применение в качестве наполнителя стеклянные шарики, а также зерна агломерированного боксита соответствующего размера и молотая скорлупа грецкого ореха. Плотность стеклянных шариков примерно равна плотности кварца, т. е. 2650 кг/м^3 , но они прочнее и меньше вдавливаются в породу. Плотность порошка агломерированного боксита 1400 кг/м^3 . Производятся промышленные испытания наполнителя из особо прочных искусственных синтетических полимерных веществ, имеющих плотность, близкую к плотности жидкости (1100 кг/м^3) песконосителя.

Современная техника и применяемые жидкости позволяют осуществлять закачку при средней концентрации песка порядка 200 кг/м^3 жидкости. Применяются большие и меньшие концентрации. Количество закачиваемого песка, расходуемого на одну операцию ГРП, по данным фирмы Халибартон, составляет в среднем до 22,5 т, а количество жидкости в среднем (жидкость разрыва + жидкость-песконоситель) до $151,4 \text{ м}^3$

Осуществление гидравлического разрыва

Осуществление ГРП рекомендуется в следующих скважинах.

- 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 приемистостью.
- Нагнетательных для расширения интервала поглощения.

Не рекомендуется проводить ГРП в скважинах, технически неисправных и расположенных близко от контура водоносности или от газовой шапки.

Эффективность ГРП зависит от размеров трещины. Формула для оценки радиуса трещины имеет вид:

$$r_c = (0,0134 - 1,6 \cdot 10^6 \cdot H) \cdot \left[Q \cdot \sqrt{\frac{\mu \cdot t}{k}} \right]$$

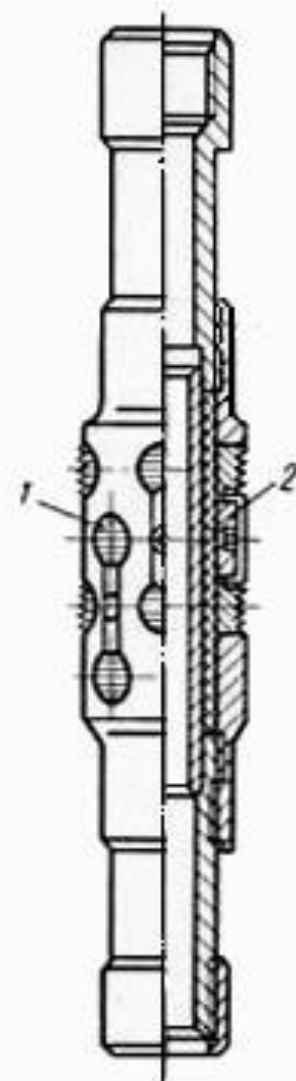
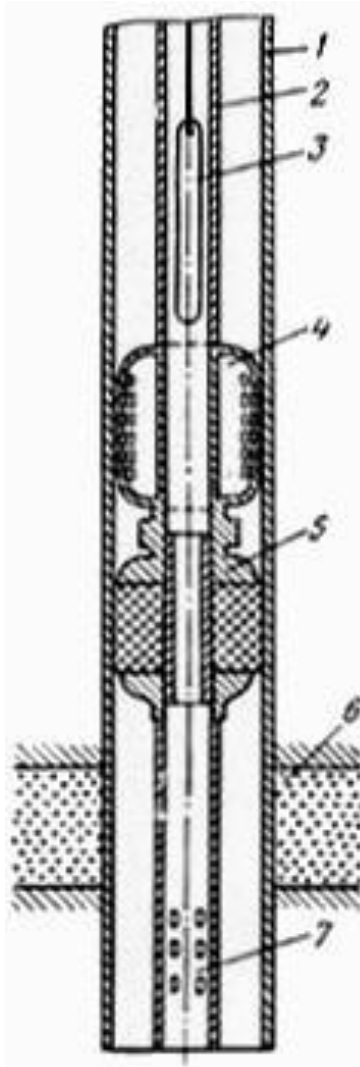
где **Q** - л/с; **μ** - Па·с; **t** - с; **k** - м²; **H** - м; **r_T** - м.

Осуществление гидравлического разрыва

Для защиты обсадных колонн от высокого давления в скважину опускают НКТ с пакером и якорем на нижнем конце, которые устанавливаются выше кровли пласта, намеченного для ГРП.

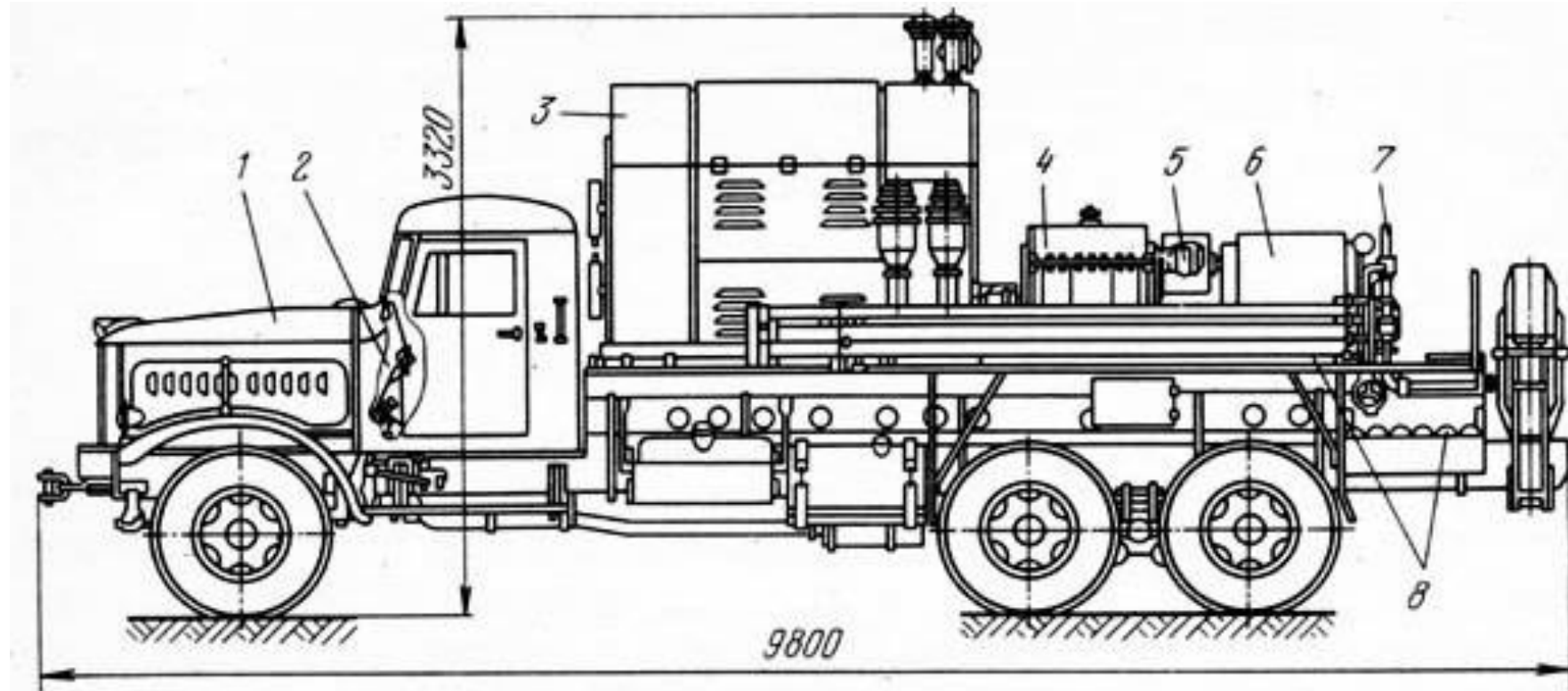
Пакеры разделяются на пакеры с опорой на забой (пакеры ПМ6"; ГШ8"; ОПМ6"; ОПМ8") и пакеры без опоры на забой (плашечные пакеры ПШ6", ПШ8", ПШ5"-500, ПШ6"-500, ПС5"-500, ПС6"-500, ПГ5"-500, ПГ6"-500).

Пакеры допускают перепад давления (при правильной посадке) 30 - 50 МПа над ним и под ним и имеют проходное сечение от 47 до 68 мм в зависимости от типа и размера обсадной колонны.



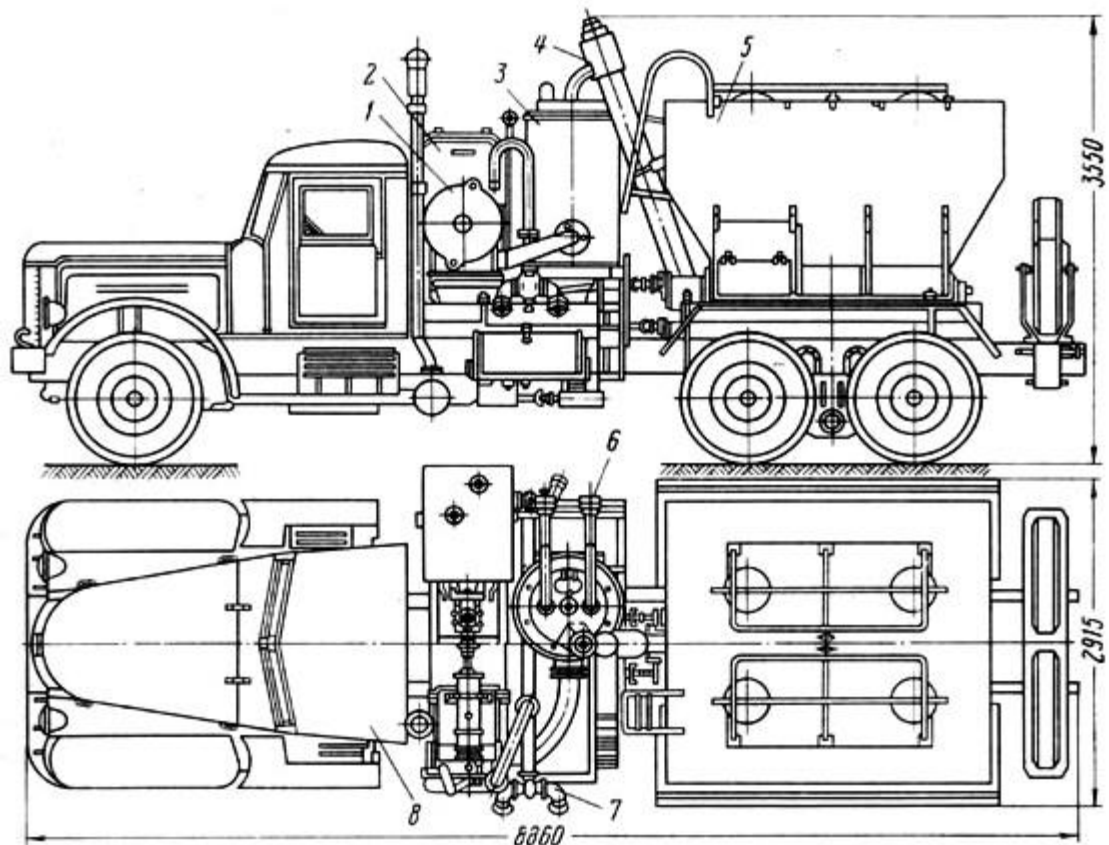
Осуществление гидравлического разрыва

Для осуществления ГРП применяются специальные насосные агрегаты в износостойком исполнении, смонтированные на шасси трехосных тяжелых грузовых машин КрАЗ-257 грузоподъемностью 10 - 12 т. В качестве привода к силовому насосу используется дизельный двигатель мощностью 588 кВт.



Осуществление гидравлического разрыва

Для приготовления жидкости-песконосителя служат песко-смесительные агрегаты, со сложными автоматическими дозирующими жидкость и песок устройствами. Обычный пескосмесительный агрегат ЗПА представляет собой смонтированный на шасси тяжелого грузовика КрАЗ-257 бункер 5 с коническим дном. Бункер перегороден продольной перегородкой для перевозки мелкого и крупного песка. Под дном бункера имеется два горизонтальных шнековых вала, приводимых во вращение тяговым двигателем через коробку отбора мощности.



Осуществление гидравлического разрыва

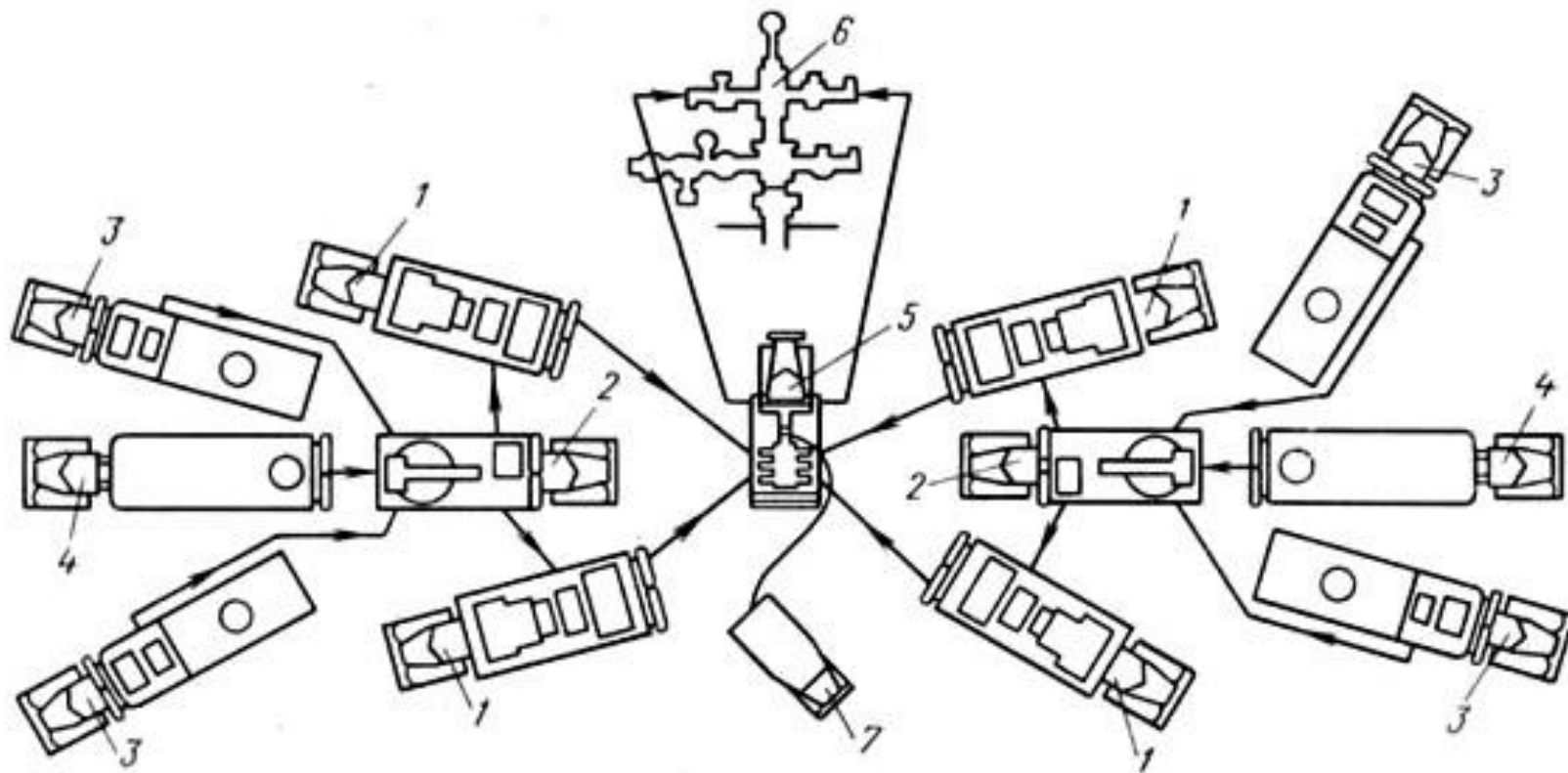


Схема расположения оборудования при ГРП:

1 - насосные агрегаты 4АН-700; 2 - пескосмесительные агрегаты ЗПА; 3 - автоцистерны ЦР-20 с технологическими жидкостями; 4 - песковозы; 5 - блок манифольдов высокого давления; 6 - арматура устья 2АУ-700; 7 - станция контроля и управления процессом (расходомеры, манометры, радиосвязь)

