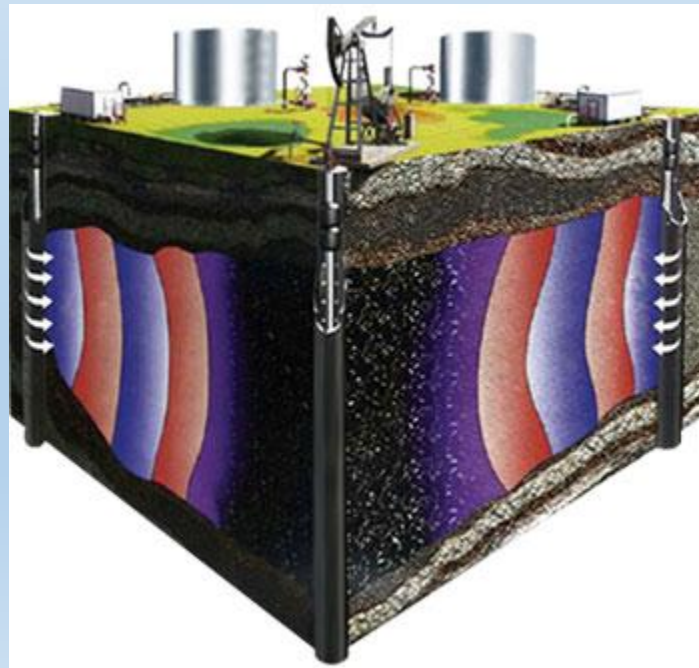


# Химические методы воздействия на призабойную зону пласта



- Основаны на химическом взаимодействии кислот с породой, а также с некоторым загрязняющим материалом. Классика химических методов – это солянокислотные обработки (СКО). Хлористоводородная (соляная) кислота способна активно растворять известняки и доломиты, из которых, в основном, состоят карбонатные породы. Замечательным свойством такого взаимодействия является то, что продукты реакции – хлористый кальций, хлористый магний, диоксид углерода – хорошо растворимы в воде, что позволяет удалить их из зоны реакции. Таким образом, в зоне взаимодействия рабочего кислотного раствора увеличиваются в размерах имеющиеся каналы фильтрации и (или) появляются новые каналы. Эти каналы часто называют каналами растворения.
- К настоящему времени разработаны технологии, способные воздействовать на нужный интервал пласта, т.е. селективно, разработаны технологии с регулированием глубины воздействия, что исключительно важно с практической точки зрения. Различными добавками к кислотному раствору можно надежно защитить металлическое оборудование скважин от химической коррозии. Разработаны технологии эффективного воздействия как на карбонатные, так и на терригенные породы. Накоплен опыт применения не только растворов соляной, но и многих других кислот (фтористоводородная, хлористый ацетил, сульфаминовая, уксусная и др.)

# Обработка скважин соляной кислотой

Обработка скважин соляной кислотой нашла наиболее широкое распространение вследствие своей сравнительной простоты, дешевизны и часто встречающихся благоприятных для ее применения пластовых условий. В нефтесодержащих породах нередко присутствуют в тех или иных количествах известняки, доломиты или карбонатные цементирующие вещества. Такие породы соляная кислота хорошо растворяет

**Однако в кислоте всегда присутствуют примеси, которые при взаимодействии с ней могут образовать не растворимые в растворе нейтрализованной кислоты осадки. Выпадение этих осадков в порах пласта снижает проницаемость ПЗС. К числу таких примесей относятся следующие.**

1. Хлорное железо ( $\text{FeCl}_3$ ), образующееся в результате гидролиза гидрата окиси железа  $[\text{Fe}(\text{OH})_3]$ , выпадающего в виде объемистого осадка.
2. Серная кислота  $\text{H}_2\text{SO}_4$  в растворе при ее взаимодействии с хлористым кальцием  $\text{CaCl}_2$  образует гипс ( $\text{CaSO}_4 \times 2\text{H}_2\text{O}$ ), который удерживается в растворе лишь в незначительных количествах. Основная масса гипса выпадает в осадок в виде волокнистой массы игольчатых кристаллов.
3. Некоторые реагенты, вводимые в раствор кислоты в качестве антикоррозионных добавок (например, ингибитор ПБ-5).
4. Фтористый водород и фосфорная кислота, которые при некоторых технологических схемах производства соляной кислоты в ней присутствуют и при реагировании с карбонатами образуют в пласте нерастворимые осадки фтористого кальция ( $\text{CaF}_2$ ) и фосфорнокислого кальция  $[\text{Ca}_3(\text{PO}_4)_2]$ .

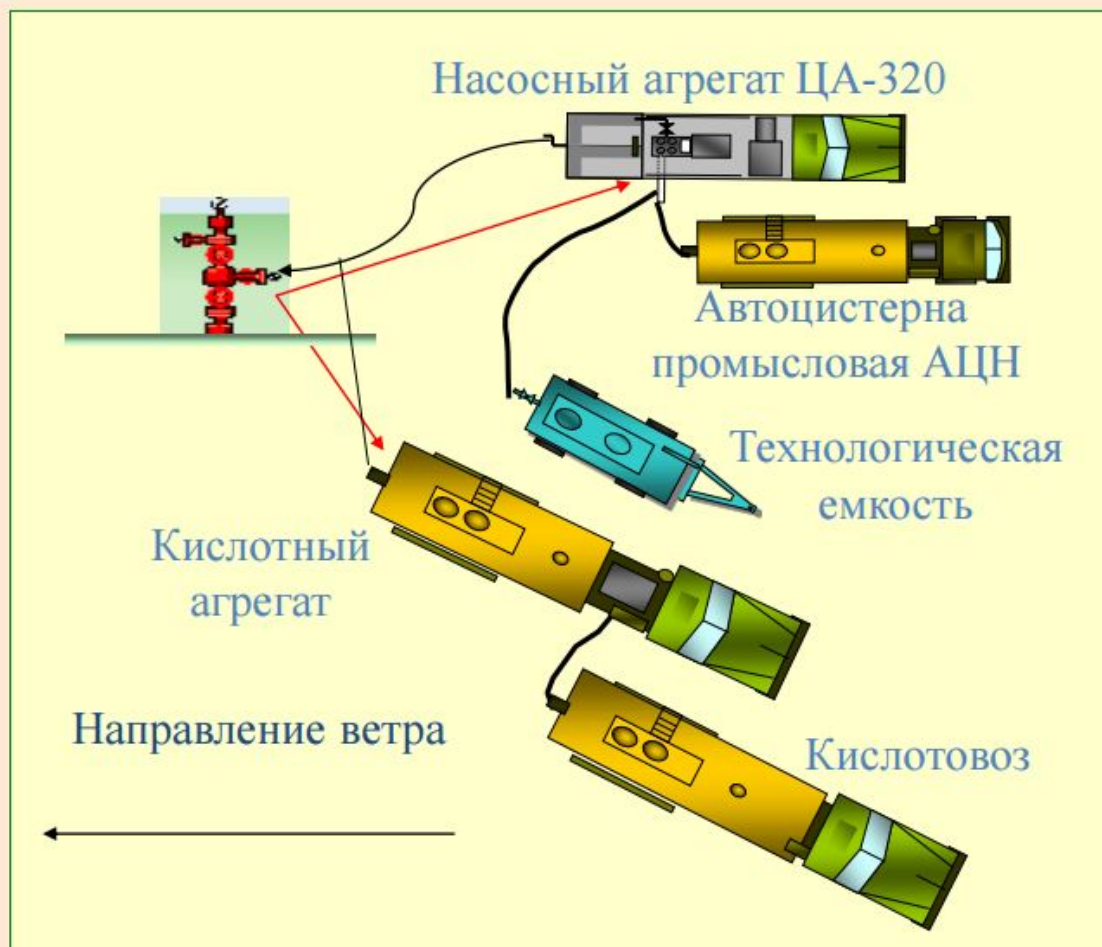
Для обработки скважин обычно готовится раствор соляной кислоты с содержанием чистой HCl в пределах 10 - 15%, так как при большом ее содержании нейтрализованный раствор получается очень вязким, что затрудняет его выход из пор пласта. Температура замерзания 15 %- ного раствора HCl равна минус 32,8 °С. Рецептуру приготовления раствора отработывают либо в промышленных лабораториях, либо в исследовательских институтах. К раствору HCl добавляют следующие реагенты:

**Ингибиторы** - вещества, снижающие коррозионное воздействие кислоты на оборудование, с помощью которого раствор HCl транспортируют, перекачивают и хранят. Обычно ингибиторы добавляются в количестве до 1 % в зависимости от типа ингибитора и его исходной концентрации. В качестве ингибиторов используют: формалин (0,6%), снижающий коррозионную активность в 7 - 8 раз; уникол - липкую темно-коричневую жидкость (например, уникол ПБ-5) (0,25 - 0,5%), снижающую коррозионную активность в 30 - 42 раза. Однако поскольку уникол не растворяется в воде, то из нейтрализованной (отреагированной) кислоты он выпадает в осадок, поэтому его концентрацию уменьшают до 0,1 %, что снижает коррозионную активность только 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  $t = 87$  °С и  $P = 38$  МПа) до 20 раз. Ингибитор катапин А считается одним из лучших. При дозировке 0,1 % от объема рабочего кислотного раствора он в 55 - 65 раз снижает коррозионную активность раствора, при 0,025% (0,25 кг на 1 м<sup>3</sup> раствора) - в 45 раз. Однако его защитные свойства сильно ухудшаются при высоких температурах. Поэтому при  $t = 80 - 100$  °С его дозировка увеличивается до 0,2 % с добавкой 0,2 % уротропина. Кроме того, катапин А является хорошим катионоактивным ПАВ. Имеются и другие реагенты, используемые для снижения коррозионной активности раствора HCl.

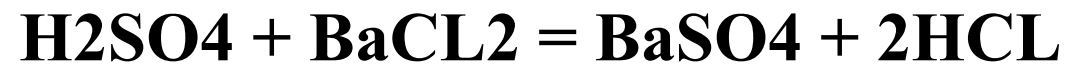
**2. Интенсификаторы** - поверхностно-активные вещества (ПАВ), снижающие в 3 - 5 раз поверхностное натяжение на границе нефти - нейтрализованная кислота, ускоряющие и облегчающие очистку призабойной зоны от продуктов реакции и от отреагировавшей кислоты. Добавка ПАВ увеличивает эффективность кислотных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

# Химические методы

**Кислотная обработка.** Схема расстановки техники и оборудования при закачке растворов кислот в скважину



**3. Стабилизаторы - вещества, необходимые для удерживания в растворенном состоянии некоторых 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**



В этом случае раствор HCL перед закачкой в скважину обрабатывают раствором хлористого бария (BaCl<sub>2</sub>). Образующийся сернокислый барий (BaSO<sub>4</sub>) легко удерживается в растворе и удаляется из пор пласта в жидком состоянии вместе с другими продуктами реакции. 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<sub>3</sub>COOH) 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<sub>3</sub>COOH) 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. Существует строгая последовательность операции приготовления кислоты. Точный рецептурный состав компонентов и их количества определяют по соответствующим руководствам или расчетным таблицам в лабораториях или НИИ

**Простые кислотные обработки** - наиболее распространенные, осуществляются задавкой раствора HCl в ПЗС. При многократных обработках для каждой последующей операции растворяющая способность раствора должна увеличиваться за счет наращивания объема закачиваемого раствора, повышения концентрации кислоты, а также и за счет увеличения скорости закачки. Исходная концентрация раствора - 12 %, максимальная - 20 %. Простые кислотные обработки, как правило, осуществляются с помощью одного насосного агрегата в тщательно промытой и подготовленной скважине без применения повышенных температур и давления. При парафинистых и смолистых отложениях в НКТ и на забое их удаляют промывкой скважины соответствующими растворителями: керосином, пропан-бутановыми фракциями и другими нетоварными продуктами предприятий нефтехимии. 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 обычно используется нефть для добывающих скважин и вода с добавкой ПАВ типа ОП-10 **(Смачиватели ОП-10 применяются в качестве смачивающих и эмульгирующих поверхностно-активных веществ в различных технологических процессах. для нагнетательных скважин.)** В процессе закачки раствора НСЛ уровень кислоты в межтрубном пространстве поддерживается у кровли пласта. Время выдержки кислоты зависит от многих факторов. Лабораторные опыты показывают, что кислота реагирует с карбонатами очень быстро, особенно в пористой среде. Повышенная температура ускоряет реакцию, а, следовательно, сокращает время выдержки кислоты на забое. При низких температурах, открытом забое и сохранении объема кислоты в пределах обрабатываемого интервала выдержка продолжается от 8 до 24 ч, при задавливании всей кислоты в пласт при пластовой температуре 15 - 30 °С - до 2 ч, при температуре 30 - 60 °С - 1 - 1,5 ч. При более высоких температурах выдержка не планируется, так как перевод скважины на режим эксплуатации потребует больше времени, чем это нужно для полной нейтрализации кислоты.

**Кислотная обработка под давлением.** При простых солянокислотных обработках (СКО) кислота проникает в хорошо проницаемые прослойки, улучшая их и без того хорошую проницаемость. Плохо проницаемые прослойки остаются неохваченными. Для устранения этого недостатка, связанного со слоистой неоднородностью пласта, применяют кислотные обработки под повышенным давлением. При этом четко выраженные высокопроницаемые прослойки изолируются пакерами или предварительной закачкой в эти прослойки буфера - высоковязкой эмульсии типа кислота в нефти. Таким способом при последующей закачке кислотного раствора можно значительно увеличить охват пласта по толщине воздействием кислоты.

**Технология.** Сначала на скважине проводятся обычные подготовительные мероприятия: 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. Затем спущенным на НКТ пакером герметизируют кольцевое пространство, и в пласт закачивается оставшийся объем эмульсии под меньшим давлением. После эмульсии закачивается рабочий раствор НСЛ объемом, равным внутреннему объему НКТ, также при умеренном давлении, а по достижении кислотой башмака НКТ закачка продолжается на максимальных скоростях для создания на забое необходимого давления. После рабочего раствора НСЛ без снижения скорости закачивается продавочная жидкость объемом равным объему НКТ и подпакерного пространства. Время выдержки раствора для полной нейтрализации такое же, как и при простых СКО. После выдержки пакер с якорем и НКТ извлекаются, и скважина пускается в эксплуатацию

## 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 в специальном реакционном наконечнике, расположенном на конце НКТ, через который прокачивается рабочий раствор HCL. При взаимодействии 73 г чистой HCL с 24,3 г Mg происходит полная нейтрализация раствора, при которой выделяется 461,38 кДж тепловой энергии. Легко подсчитать, что при взаимодействии 1000 г магния выделится 18987 кДж теплоты.



При взаимодействии 73 г чистой HCL с 24,3 г Mg происходит полная нейтрализация раствора, при которой выделяется 461,38 кДж тепловой энергии. Легко подсчитать, что при взаимодействии 1000 г магния выделится 18987 кДж теплоты.

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

Необходимое количество 15%-ной соляной кислоты для получения различных температур раствора (на 1 кг Mg) приведено ниже.

Таблица 5.2

Количество HCL, л	50	60	70	80	100
Температура раствора, °C	120	100	85	75	60
Остаточная концентрация HCL, %	9,6	10,5	11	11,4	12,2

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  $\Delta t$  °C или

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

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

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

На столько градусов увеличится температура раствора при полном использовании теплоты на нагрев только продуктов реакции. (По некоторым данным температура раствора может достигать 300 °C).

При таком расчете получается только тепловой эффект и полностью нейтрализованная кислота. Чтобы сохранить активность раствора кислоты для взаимодействия с породой, его количество на 1 кг Mg надо брать не 18,61 л, а больше, однако при этом и температура раствора получится ниже, так как общий объем продуктов реакции увеличится.

# Поинтервальная или ступенчатая СКО

При вскрытии нескольких самостоятельных прослоев общим фильтром или общим открытым забоем, а также при вскрытии пласта большой толщины, в разрезе которого имеются интервалы с различной проницаемостью, одноразовая солянокислотная обработка всего интервала всегда положительно сказывается на наиболее проницаемом прослое. Другие прослои с ухудшенной гидропроводностью фактически 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 (группу взрывных пакеров составляют пакеры типа ВПШ). Эффективность обработки существенно 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

# Глинокислота

Глинокислота (4% HF + 8% HCL) как таковая употребляется для обработки пород, содержащих карбонатов не более 0,5%. Поскольку она растворяет цементирующее вещество терригенных коллекторов, ее количество для обработки подбирается опытным путем во избежание нарушения устойчивости породы в ПЗС. В связи с этим для первичных обработок ограничиваются объемами глинокислоты в 0,3 - 0,4 куб м на 1 м толщины пласта.

Как правило, терригенные породы содержат мало карбонатов Поэтому применяют двухступенчатую кислотную обработку. Сначала обрабатывают ПЗС обычным раствором HCL (обычно 12 - 15 % состава), а затем закачивают глинокислоту. Соляная кислота растворяет карбонаты в ПЗС, что предотвращает при последующей закачке раствора HF образование в порах пласта осадков фтористого кальция и других фторидов, осложняющих процесс, и сохраняет довольно большое количество HF для растворения глин, аргиллитов, слюд и других породообразующих силикатных компонентов. Кроме того, удаление карбонатов из ПЗС позволяет сохранить на нужном уровне кислотность отреагированного раствора HF для предупреждения образования студнеобразного геля кремниевой кислоты, закупоривающего пласт.

# Технология пенокислотной обработки

- ПКО направлена на обработку неоднородных по проницаемости коллекторов. Она позволяет оказывать селективное воздействие на пласт при любой литологии, дает возможность доставки рабочей жидкости к менее проницаемым или к наиболее загрязненным участкам пласта. Пена корректирует направление движения кислоты, ее реакция с породой и пластовыми флюидами не дает нежелательных последствий, и она легко вымывается из скважины. Наличие газовой фазы (азот) способствует лучшему удалению из призабойной зоны пласта продуктов реакции.

## **Условия применения технологии:**

- карбонатный тип коллектора;
- глубина залегания до 2 500 м;
- обводненность до 90%;
- расстояние до ВНК не менее 1 м;
- приемистость не более 300 м<sup>3</sup>/сут
- Особенности технологии:
- технология предусматривает обязательное наличие пакера;
- суммарный вязущий эффект пузырьков препятствует дальнейшему продвижению рабочей жидкости в высокопроницаемые зоны;
- Кислотная смесь которая, следует за пеной, направляется в низкопроницаемые, более загрязненные участки пласта



# Обработка серной кислотой

Сильная двухосновная кислота с высшей степенью окисления серы. Тяжелая маслянистая жидкость без цвета и запаха. Применяют для водонагнетательных скважин у которых призабойная зона продуктивных пластов загрязнена механическими примесями приносимой водой. Так же заводнение серной кислотой относится к комплексным методам увеличения нефтеотдачи. Серная кислота растворяет минералы пород коллектора, повышая тем самым их проницаемость. Таким образом увеличивается охват дренируемой зоны, то есть части пласта, активно отдающей нефть. В то же время при взаимодействии серной кислоты с ароматическими углеводородами, содержащимися в нефти, образуются поверхностно-активные сульфокислоты. Их роль в вытеснении нефти аналогична воздействию ПАВов, специально закачиваемых в пласт с поверхности.

# Физические методы

Это самый многочисленный класс методов воздействия на призабойную зону. Поэтому этот класс резонно еще раз разделить, например, в соответствии с основными разделами физики. Тогда внутрифизическая классификация может выглядеть следующим образом:

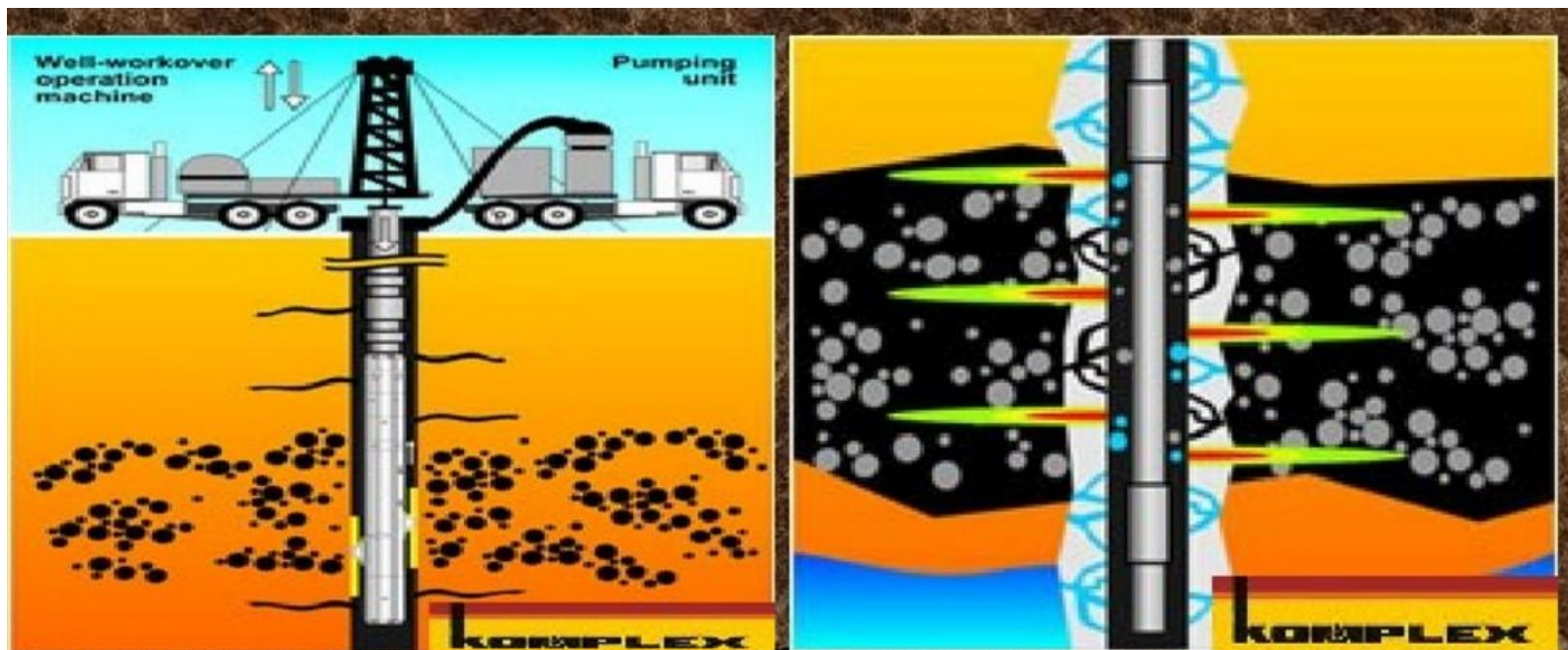
- 1 - механические;
- 2 - тепловые;
- 3 - волновые;
- 4 - осушающие;
- 5 - растворяющие;
- 6 - поверхностно-молекулярные

Классический представитель механического воздействия на призабойную зону – это гидравлический разрыв пласта (ГРП) с закреплением трещин кварцевым песком или каким-либо другим расклинивающим материалом. Сущность ГРП заключается в раскрытии существующих или создании новых трещин в призабойной зоне пласта за счет высокого давления фильтрующейся в пласт жидкости разрыва, нагнетаемой насосными агентами на забой скважины через колонну НКТ. Получающиеся трещины в сечении имеют форму, похожую на треугольник. Раскрытие трещин у стенки скважины (основание треугольника) может изменяться в пределах от нескольких миллиметров до нескольких сантиметров. Длина трещин может составлять десятки метров. Если трещину (или трещины) умеренно рыхло заполнить каким-либо прочным гранулированным материалом, то этот материал, во-первых, не позволит трещине сомкнуться, когда давление на забое скважины будет снижено до величины, при которой осуществляется нормальная эксплуатация этой скважины. Во-вторых, остаточная проницаемость трещины будет иметь величину, на порядки превышающую проницаемость породы призабойной зоны, которую порода имела до создания трещины. В результате средняя проницаемость породы кратно увеличивается, что приведет, соответственно, к значительному увеличению притока в скважину. Несмотря на то, что ГРП применяется на промыслах страны многие десятки лет, технология этого основного из механических методов постоянно совершенствуется. Здесь важно, чтобы используемые основные рабочие агенты (жидкость разрыва, жидкость-песконоситель, расклинивающий материал) наиболее точно отвечали предъявляемым требованиям, чтобы использовался необходимый набор оборудования (в том числе надежно работающие пакеры). С целью снижения величины давления разрыва и инициирования трещин в нужном интервале забоя скважины рекомендуется провести дополнительную перфорацию кумулятивными или гидropескоструйными перфораторами. В последние годы на промыслах страны стали активно применять глубокопроникающие гидравлические разрывы пластов, которые еще называют массивными ГРП. Метод ГРП очень дорогой. Однако, качественное его исполнение может кратно увеличить приток в скважину.

## **Гидропескоструйная перфорация скважин**

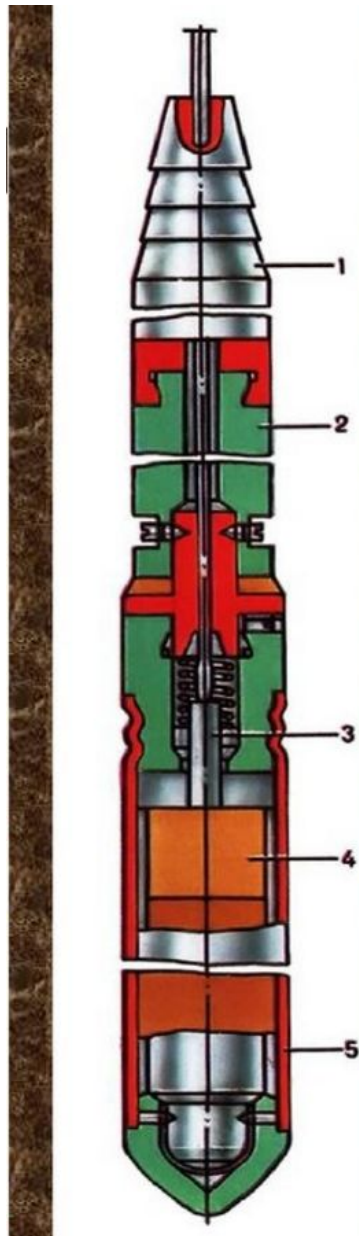
Применяется для создания каналов, соединяющих ствол скважины с пластом при кислотной обработке скважины и других методах воздействия. Метод основан на использовании кинетической энергии и абразивных свойств струи жидкости с песком, истекающей с большой скоростью из насадок перфоратора и направленной на стенку скважины. За короткое время струя жидкости с песком образует отверстие или прорезь в обсадной колонне и канал или щель в цементном камне и породе пласта. Жидкость с песком направляется к насадкам перфоратора по колонне насосно-компрессорных труб с помощью насосов, установленных у скважины





**Гидроударно-струйная перфорация** - это процесс создания отверстий в стенках эксплуатационной колонны, цементном камне и горной породе для сообщения продуктивного пласта со стволом скважины за счет энергии песчано-жидкостной струи, истекающей из насадок специального устройства (перфоратора). Рабочая жидкость с содержанием песка 50...200 г/л закачивается в скважину с расходом 3...4 л/с. На выходе же из насадок перфоратора ее скорость составляет 200...260 м/с, а перепад давления - 18...22 МПа. При данных условиях скорость перфорации колонны и породы составляет в среднем от 0,6 до 0,9 мм/с.





**Торпедированием** называется воздействие на призабойную зону пласта взрывом. Для этого в скважине напротив продуктивного пласта помещают соответствующий заряд взрывчатого вещества (тротил, гексоген, нитроглицерин, динамиты) и подрывают его. При взрыве торпеды образуется мощная ударная волна, которая проходит через скважинную жидкость, достигает стенок эксплуатационной колонны, наносит сильный удар и вызывает растрескивание отложений (солей, парафина и др.). В дальнейшем пульсация газового пузыря, образовавшегося из продуктов взрыва, обеспечивает вынос разрушенного осадка из каналов.

При ликвидации аварий в скважине торпедирование скважин применяют для отвинчивания ослабленного взрывом резьбового соединения в прихваченной колонне или для обрыва прихваченных труб. Торпеду устанавливают против резьбового соединения выше места прихвата. При помощи талевого системы производят натяжку колонны труб и закручивают её ротором в направлении отвинчивания резьбовых соединений. Затем по кабелю пропускают электрический ток, который нагревает проволоку сопротивления электродетонатора, установленного в головке торпеды. Взрывной импульс передаётся заряду взрывчатых веществ. После торпедирования скважин восстанавливают циркуляцию промывочной жидкости и делают попытку поднять колонну труб при помощи талевого системы. Если колонна не освобождается, проводят повторные торпедирования скважины. Обрыв колонны труб торпедированием скважин осуществляют в тех случаях, когда попытки освободить инструмент путём создания нефтяных, водяных ванн или расхаживания колонны и вращения её ротором оказываются безрезультатными. При торпедировании скважин для ликвидации аварий в условиях пластовых давлений (до 50 МПа) и температур (до 100°С) используют негерметичные торпеды с детонирующим шнуром многократного (рис. 1) и однократного использования (малый диаметр последних позволяет спускать их в скважину через ловильный инструмент), а также фугасные негерметичные шашечные торпеды (рис. 2) с массой взрывчатых веществ 1-5 кг.



# Применения акустического воздействия на продуктивный пласт

Технология акустического воздействия на продуктивный пласт основана на преобразовании электрической энергии переменного тока в энергию упругих волн в интервале перфорации скважины с частотой колебаний 20 кГц. Высокая частота и малая длина ультразвуковой волны определяют её специфические особенности: возможность распространения направленными пучками и возможность генерации волн, переносящих значительную механическую энергию.

В результате воздействия волн на призабойную зону в пласте генерируются колебания, которые должны, по возможности, соответствовать частоте естественных колебаний скелета породы и насыщающих флюидов. Такие колебания вызывают несколько эффектов, отражающихся на жидкостях и остающихся в пласте газах. Они снижают когезионные и адгезионные связи, значительно уменьшают проявление капиллярных сил, слипание между породой и жидкостью, способствуют стимулированию группирования нефтяных капелек в потоки, облегчая течение углеводородов в пористой среде. Колебания, которые распространяются в продуктивном пласте в виде упругих волн, изменяют контактный угол между жидкостями и пластовой породой, уменьшая гидравлический коэффициент трения. Облегчается течение в направлении скважин, дебиты которых возрастают, и перепады давления в призабойной зоне пласта увеличиваются. Упругие волны способствуют развитию в пласте осциллирующей силы, что приводит к разным ускорениям пластовых флюидов из-за различия их плотностей. Между жидкими фазами развивается поверхностное трение в связи с разными ускорениями, что способствует выделению теплоты, которая, в свою очередь, снижает их поверхностное натяжение. Благодаря колебаниям освобождается также защемленный газ, способствующий проявлению эффекта газлифта нефти в скважине. Осциллирующая сила развивает колебательное звуковое давление, которое способствует течению нефти.



# При данном методе нужно соблюдать некоторые параметры

- терригенные и карбонатные коллектора с проницаемостью  $0,03—1 \text{ мкм}^2$ , пористостью  $15—27\%$ , глубиной залегания до  $2700 \text{ м}$ ;
- категория скважины (добывающие, нагнетательные) значения не имеет, причём при обработке фонтанирующих и нагнетательных скважин эксплуатация скважин не прекращается;
- текущее пластовое давление не должно быть ниже первоначального более чем на  $50 \%$ ;
- обводнённость продукции добывающих скважин не более  $40-60 \%$ ;
- содержание парафиновых и смолисто-асфальтеновых соединений в нефти ограничений не имеет; эффективная нефтенасыщенная толща пласта, содержащая вязкие и высоковязкие нефти, не должна быть менее  $2 \text{ м}$ , а содержащего мало- и средневязкие нефти – не менее  $0,5 \text{ м}$ ;
- при газовом факторе нефтей  $100 \text{ м}^3/\text{т}$  и более пластовое давление должно превышать давление насыщения нефти растворенным газом не менее чем на  $10-15 \%$ , а при газовом факторе нефтей  $50 \text{ м}^3/\text{т}$  и менее возможно равенство текущего пластового давления и давления насыщения нефти газом.

Для акустической обработки в первую очередь рекомендуется выбирать скважины, удовлетворяющие следующим условиям:

- Снижение продуктивности (приёмистости) в процессе эксплуатации более чем на 30%;
- Снижение продуктивности скважины после глушения более чем на 30%;
- Фильтрационная неоднородность по мощности пласта: коэффициент расчленённости более 2, изменение пористости по пропласткам более 20%, изменение коэффициента проницаемости по пропласткам более 50%;
- Отсутствие заколонных перетоков в скважине;
- Наличие перемычек мощностью более 1 м, разделяющих интервал перфорации от водонасыщенного пласта.
- 
- Обеспечивает сохранение целостности эксплуатационной колонны и цементного кольца за ней;
- Используется мобильная малогабаритная аппаратура;
- Низкие затраты со стороны нефтедобывающей компании на технологическое обеспечение работ;
- Процесс воздействия является технически, физиологически безопасным и экологически чистым.

Факторами, обеспечивающими увеличение продуктивности (приёмистости) скважин при взаимодействии акустического поля с фазами горных пород, являются:

- увеличение проницаемости пород в связи с изменением структуры пустотного пространства (рис.1);
- разрушение минеральных солеотложений;
- акустическая дегазация и снижение вязкости нефти;
- вовлечение в разработку низкопроницаемых и закольматированных пропластков пород продуктивного пласта;
- ультразвуковой капиллярный эффект.