

ПЕРФОРАЦИЯ СКВАЖИНЫ И ВЫЗОВ ПРИТОКА

Способы перфорации

СКВАЖИН

Вторичное вскрытие – перфорация обсадной колонны на уровне разрабатываемого продуктивного пласта.

Способы перфорации скважин



Первые три способа перфорации осуществляются на промыслах геофизическими партиями с помощью оборудования, имеющегося в их распоряжении.

Другие способы перфорации осуществляются техническими средствами и службами нефтяных промыслов или сервисными компаниями.

Пулевая и торпедная перфорация

Пулевой перфоратор состоит из нескольких секций, каждая имеет камеру с пороховым зарядом 6. Стволы заряжены пулями 5 и закрыты герметизирующими прокладками. В верхней секции расположен электровоспламенитель 2, который срабатывает при подаче по кабелю тока. В результате мгновенного сгорания порохового заряда давление газов в камере достигает 2000 МПа, под действием которых пуля выбрасывается.

Диаметр пуль составляет 11,5-12,7 мм, глубина образующихся отверстий – до 200 мм. За один рейс спуска перфоратора могут проделываться до 10 отверстий.

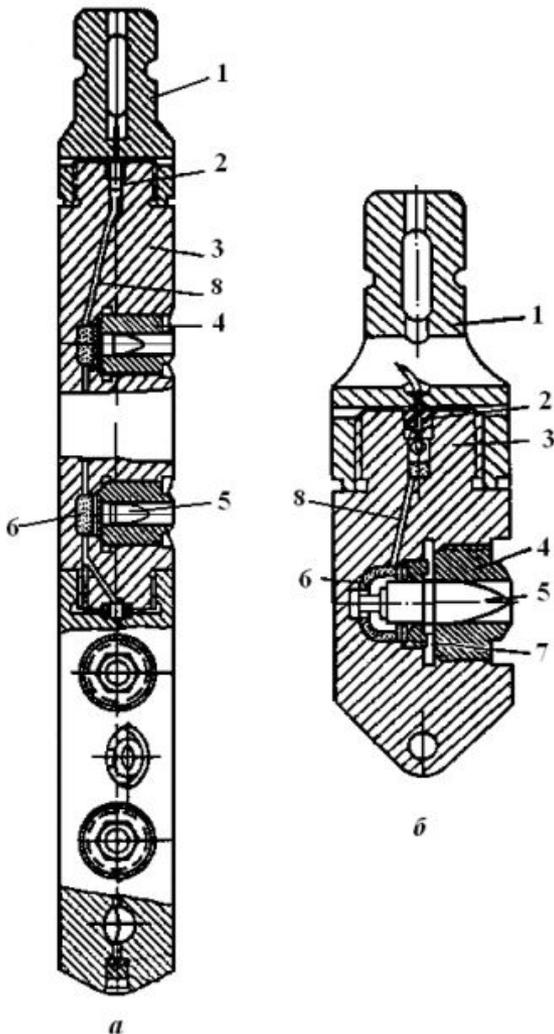
Рекомендуются для вскрытия пластов, представленных малопроницаемыми породами низкой и средней прочности (слабосцементированные песчаники и др.) при малой толщине цементного кольца. Предпочтительно применять для вскрытия пластов, сложенных хрупкими породами.

С увеличением глубины скважины эффективность пулевых перфораторов уменьшается, т. к. увеличивается гидростатическое давление и уменьшается пробивная способность снарядов. Недостатками пулевых перфораторов являются уплотнение породы перед пулей и относительно малая длина перфорационных отверстий в твердых горных породах.

Торпедные перфораторы имеют тот же принцип действия, что и пулевые. Отличие в том, что для образования отверстий вместо пуль используются взрывные снаряды диаметром 22 мм, которые взрываются внутри массива горных пород, образуя дополнительные трещины, увеличивая проницаемость приствольной зоны продуктивного пласта.

Торпедные перфораторы могут быть 1-2 секционными и используются для вскрытия пластов, сложенных малопроницаемыми породами средней прочности. Торпедные перфораторы, в которых вместо пуль используются снаряды замедленного действия, в настоящее время для вскрытия пластов практически не применяются из-за низкой пробивной способности и низкой производительности работы с ними.

Общим недостатком пулевых и торпедных перфораторов является высокое динамическое воздействие на обсадную колонну и цементный камень, что приводит к их повреждению (расстрескивание). Особенно это проявляется при плохом контакте (или отсутствии его) колонны с цементным камнем. Поэтому пулевые и торпедные перфораторы нецелесообразно применять при



Пулевой (а) и торпедный (б) перфораторы:

- 1 – головка; 2 – электровоспламенитель;
- 3 – корпус; 4 – ствол; 5 – пуля (торпеда);
- 6 – пороховой заряд; 7 – шайба;
- 8 – детонирующий шнур

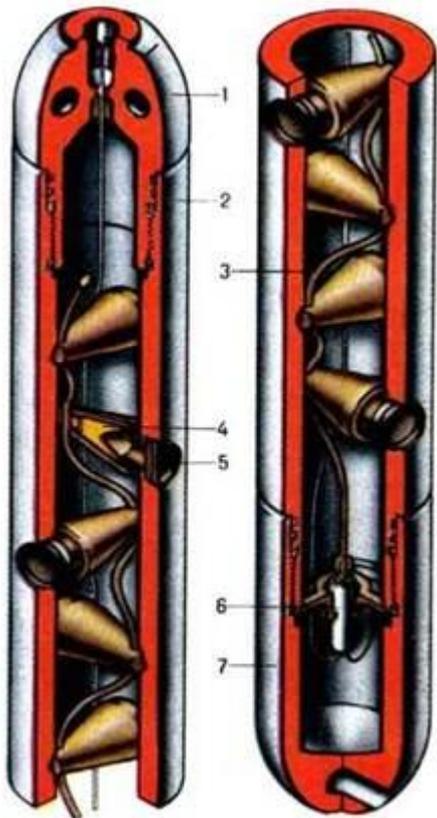
Кумулятивная перфорация

Кумулятивная перфорация осуществляется стреляющими перфораторами, не имеющими пуль или снарядов.

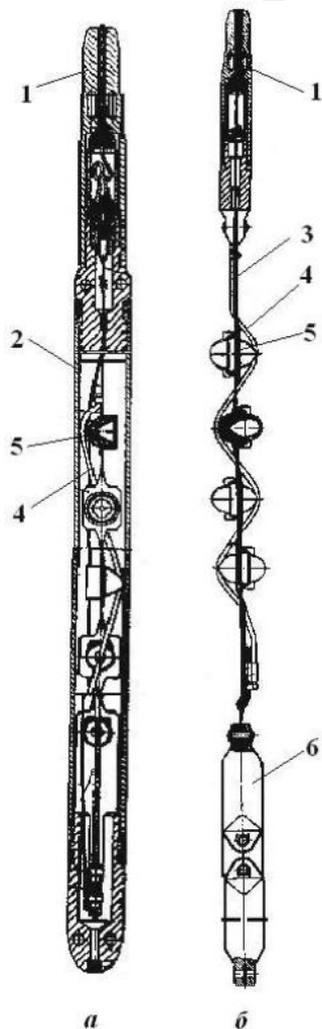
Прострел преграды достигается за счет сфокусированного взрыва. Такая фокусировка обусловлена конической формой поверхности заряда ВВ, облицованной тонким металлическим покрытием (листовая медь толщиной 0,6 мм). Энергия взрыва в виде тонкого пучка газов - продуктов облицовки пробивает канал.

Кумулятивная струя приобретает скорость в головной части до 6-8 км/с и создает давление на преграду до 0,15-0,3 млн. МПа. Поэтому кумулятивные перфораторы могут использоваться для вскрытия пластов, сложенных более прочными породами.

При выстреле кумулятивным зарядом в преграде образуется узкий перфорационный канал глубиной до 350 мм и диаметром в средней части 8-14 мм. Максимальная толщина вскрываемого интервала кумулятивным перфоратором достигает 30 м, торпедным - 1 м, пулевым - до 2,5 м. Это одна из причин широкого распространения кумулятивных перфораторов.



Кумулятивная перфорация



а

б

Перфораторы кумулятивные:

а – корпусный; б – бескорпусный;

1 – кабельный наконечник;

2 – корпус; 3 – алюминиевая лента;

4 – детонирующий шнур;

5 – кумулятивный заряд; 6 – груз

Все кумулятивные перфораторы имеют горизонтально расположенные заряды и разделяются на **корпусные** и **бескорпусные**.

Корпусные перфораторы после их перезаряда используются многократно, бескорпусные – одноразового действия. Разработаны и корпусные перфораторы одноразового действия, в которых легкий корпус из обычной стали используется для герметизации зарядов при погружении их в скважину.

Перфораторы спускаются на кабеле или на насосно-компрессорных трубах. Также имеются малогабаритные перфораторы, опускаемые через НКТ. В случае спуска на НКТ взрыв производится не электрическим импульсом, а сбрасыванием в НКТ резинового шара, действующего как поршень на взрывное устройство

Корпусные перфораторы простреливают интервал до 3,5 м за один спуск, корпусные одноразового действия – до 10 м и бескорпусные или ленточные – до 30 м.

Недостаток бескорпусных перфораторов – невозможность контролирования числа отказов, тогда как в корпусных перфораторах такой контроль осуществим при осмотре извлеченного из скважины корпуса.

В последнее время активно используется кумулятивная перфорация на депрессии.

Кумулятивная перфорация

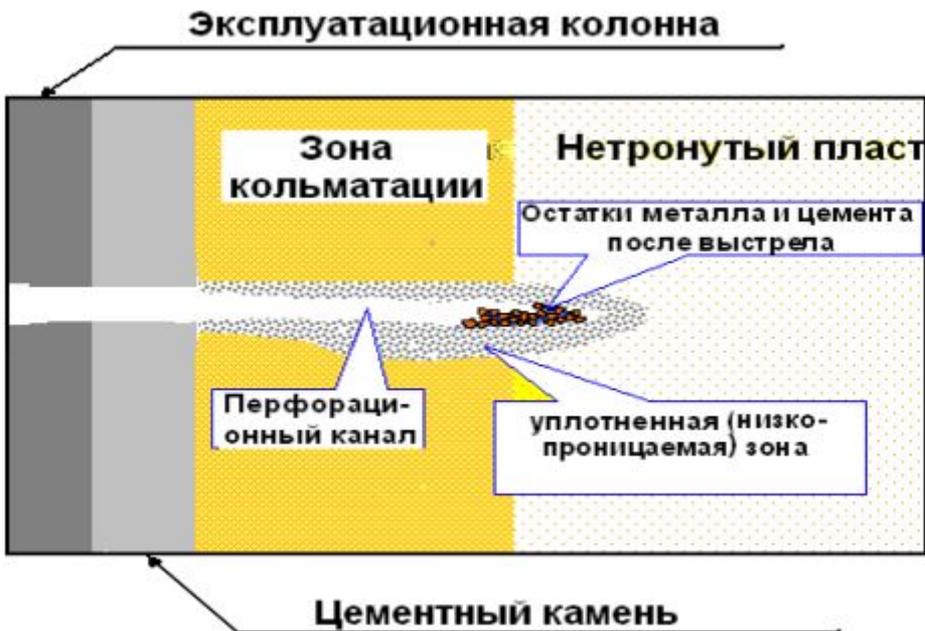


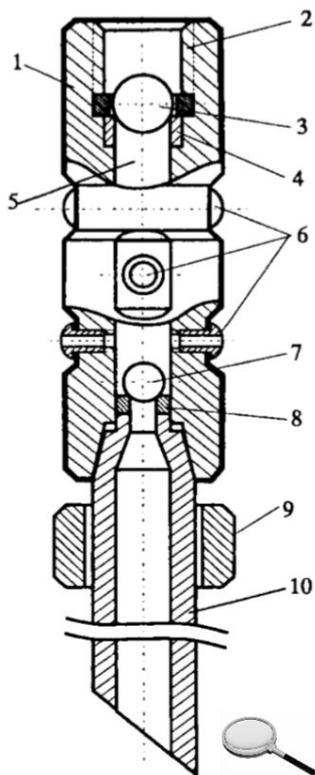
Схема перфорационного канала

При перфорации на репрессии в момент появления перфорационных каналов происходит интенсивная фильтрация скважинного содержимого в продуктивную толщу через полученные каналы. Причиной интенсивной фильтрации скважинного раствора в продуктивную толщу являются внезапно возникающие очень большие градиенты давления (десятки МПа/м), которые обусловлены действием статического давления от столба раствора и динамических взрывных нагрузок. В результате вокруг перфорационного канала возникают зона колюматации и зона проникновения фильтрата.

Таким образом, технология перфорации на репрессии может приводить к многократному снижению гидродинамической эффективности получаемых перфорационных каналов. Также кумулятивная перфорация часто приводит к отслаиванию цементного камня от породы пласта и от обсадной трубы. Возможно также растрескивание цементного камня на значительных расстояниях от интервала перфорации. Может происходить раздутие и разрушение обсадной трубы. Это приводит к преждевременному прорыву посторонних флюидов в скважину, что может существенно снизить продуктивность скважины по нефти или газу.

Кумулятивная струя состоит не только из газообразных продуктов, но и из размягченного металла. В кумулятивную струю переходит примерно 10% массы облицовки заряда, а остальная ее часть формируется в виде стержня сигарообразной формы, называемый пестом. Скорость движения песта составляет примерно 1000 м/с. Обладая меньшей кинетической энергией и большим диаметром, чем головная часть струи, пест может застревать в уже образовавшемся перфорационном канале и частично или полностью закупоривать его. В среднем закупоривание пестом случается в каждом седьмом перфорационном канале. Такой канал уже не является гидродинамически эффективным.

Гидропескоструйная перфорация



Перфоратор:

- 1 – корпус; 2 – резьба для соединения с НКТ; 3 – шар опрессовочного клапана; 4 – седло опрессовочного клапана; 5 – канал; 6 – насадки; 7 – нижний шар малого диаметра; 8 – седло нижнего шарового клапана; 9 – центратор; 10 – хвостовик

Эффективным способом вторичного вскрытия пластов с низкими коллекторскими свойствами, при глубоком загрязнении пласта, в условиях высоких температур является гидроабразивная (гидропескоструйная) перфорация. Она основана на способности абразивного материала (кварцевого песка), подающегося с большой скоростью (до 200 м/с) разрушать материал, встречаемый на его пути.

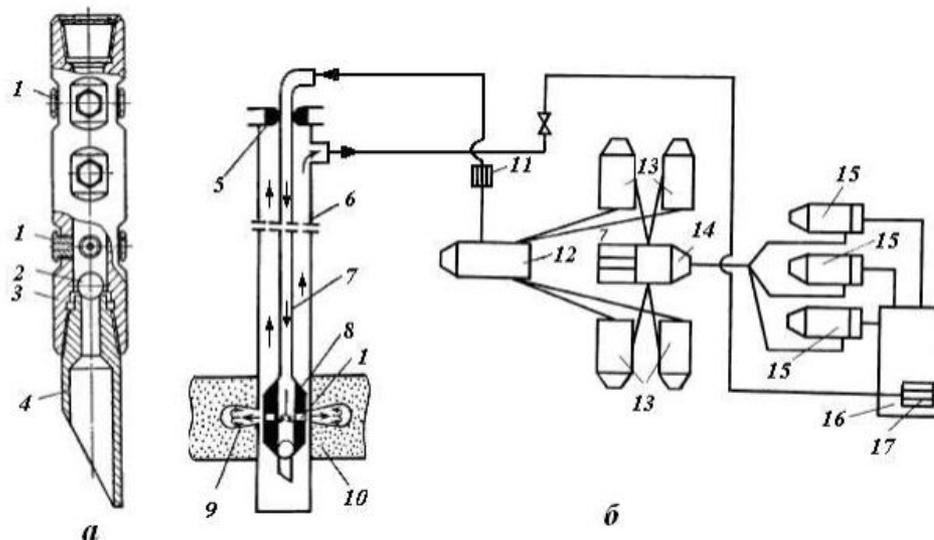
Перфоратор на боковой поверхности корпуса 1 имеет шесть отверстий, в которые ввернуты шесть насадок 6. Насадки изготавливаются из специальных сплавов, стойких к действию жидкостнопесчаной смеси (к истиранию) и диаметр проходного отверстия которых составляет 3; 4,5 и 6 мм. Через эти насадки прокачивается жидкость с песком с расходом 3-3,2 л/с (через один насадок) при перепаде давления 18 - 30 МПа. Концентрация песка в жидкости составляет 50-200 г/л. Размер частиц песка - 0,2-2 мм.

После спуска перфоратора в скважину и обвязки наземного оборудования система должна быть опрессована давлением, превышающим рабочее в 1,5 раза. Перед опрессовкой в НКТ сбрасывается верхний шар большого диаметра (50 мм) 3, который садится на седло 4. После опрессовки системы закачкой жидкости в затрубное пространство (прямая промывка) шар выносится на устье и извлекается. Затем в НКТ сбрасывается шар малого диаметра 7, который садится в седло 8, отсекая хвостовик 10 от полости перфоратора и НКТ. В породе вымывается каверна грушеобразной формы, обращенной узким конусом к перфорационному отверстию в колонне.

В качестве жидкости - песконосителя используют водные растворы солей, обработанных ПАВ, КМЦ, ПАА, жидкости на нефтяной основе (нефть, РНО). Продолжительность образования точечных отверстий (каналов) - 15 - 30 мин, расход рабочей жидкости на один канал - 1 – 7 м³, песка 50 – 700 кг.

При проворачивании перфоратора могут образовываться кольцевые щели. После перфорации жидкость-песконоситель из пласта выходит в ствол скважины, осадок песка с забоя вымывается обратной промывкой. При этом для разрушения уплотненного осадка может использоваться заостренный хвостовик перфоратора при вращении колонны НКТ.

Гидропескоструйная перфорация



Гидропескоструйная перфорация:

а – перфоратор; б – схема обвязки оборудования; 1- гидромониторные насадки; 2 – рабочий шар; 3 – корпус перфоратора; 4 – хвостовик (перо); 5 – превентор; 6 – обсадная колонна; 7 – колонна НКТ; 8 – пакер; 9 – перфорационные отверстия; 10 – продуктивный пласт; 11, 17 – фильтры; 12 – блок манифольда; 13 – насосные агрегаты высокого давления; 14 – пескосмеситель; 15 – насосные агрегаты низкогодавления; 16 – емкость.

При пескоструйной перфорации образуются более глубокие отверстия (до 1 м), отсутствует растрескивание колонны и цементного камня, нет уплотнения породы в зоне перфорации, что позволяет сохранить проницаемость призабойной зоны продуктивного пласта. Эти обстоятельства уменьшают время на освоение скважины, повышают эффективность последующих обработок и ГРП.

Однако этот вид перфорации более дорогой, требует задействования большого числа обслуживающего персонала и использования мощной техники - пескосмесительных машин (4ПА-50), насосных агрегатов высокого давления (АН 500, АН 700, УКНБ 600), а также больших затрат рабочих агентов и времени.

Гидромеханическая щелевая

перфорация

В отличие от гидropескоструйной перфорации при гидромеханической щелевой перфорации стенка обсадной трубы и цементное кольцо разрушаются механическим путем, поэтому та же цель – обеспечение предельной глубины перфорационного канала – достигается без применения абразивного материала и связанной с этим технической сложности всего процесса перфорации.

Первый этап – механическое разрезание эксплуатационной колонны или формирование продольного разреза в открытом стволе одним или двумя накатными дисками.

Второй этап – образование в продуктивном пласте глубоких каверн, воздействуя на горную породу гидромониторной струей жидкости вскрытия.

Основными преимуществами ГМЩП по сравнению с кумулятивной перфорацией являются:

- более высокое гидродинамическое совершенствование по качеству вскрытия пласта, за счет вскрытия щелью всех флюидопроводящих каналов;
- создание продольных разрезов необходимой протяженности;
- при сохранении прочности обсадной колонны, удельная площадь вскрытия в 2-4 раза больше, чем при кумулятивной перфорации;
- радиус проникновения в 2 раза больше, чем при кумулятивной перфорации;
- нет ударного воздействия на эксплуатационную колонну;
- нет фугасного воздействия на цементный камень за эксплуатационной колонной.

Увеличение дебита скважины при применении ГМЩП обусловлено в первую очередь значительным увеличением площади фильтрации.

Увеличение площади фильтрации в карбонатных коллекторах, достигается в основном различными кислотными обработками, что малоприменимо в

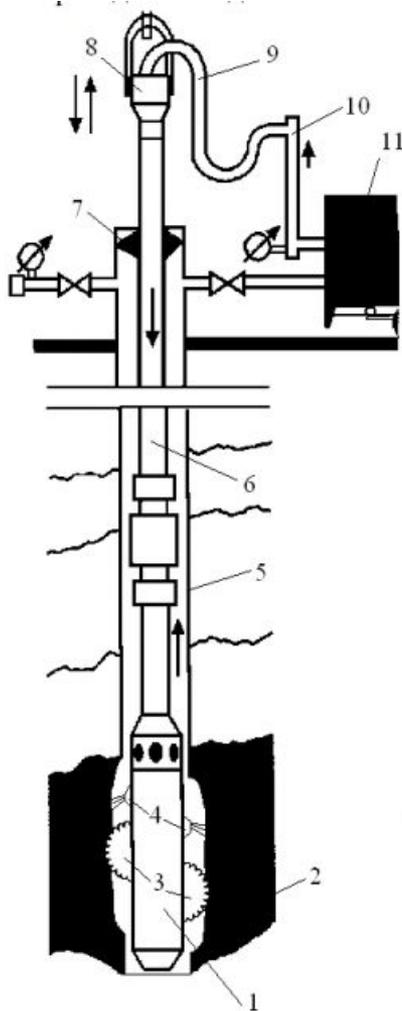


Схема гидромеханической перфорации:

1 – перфоратор; 2 – продуктивный пласт;

3 – накатные диски; 4 – гидромониторные насадки; 5 – эксплуатационная колонна;

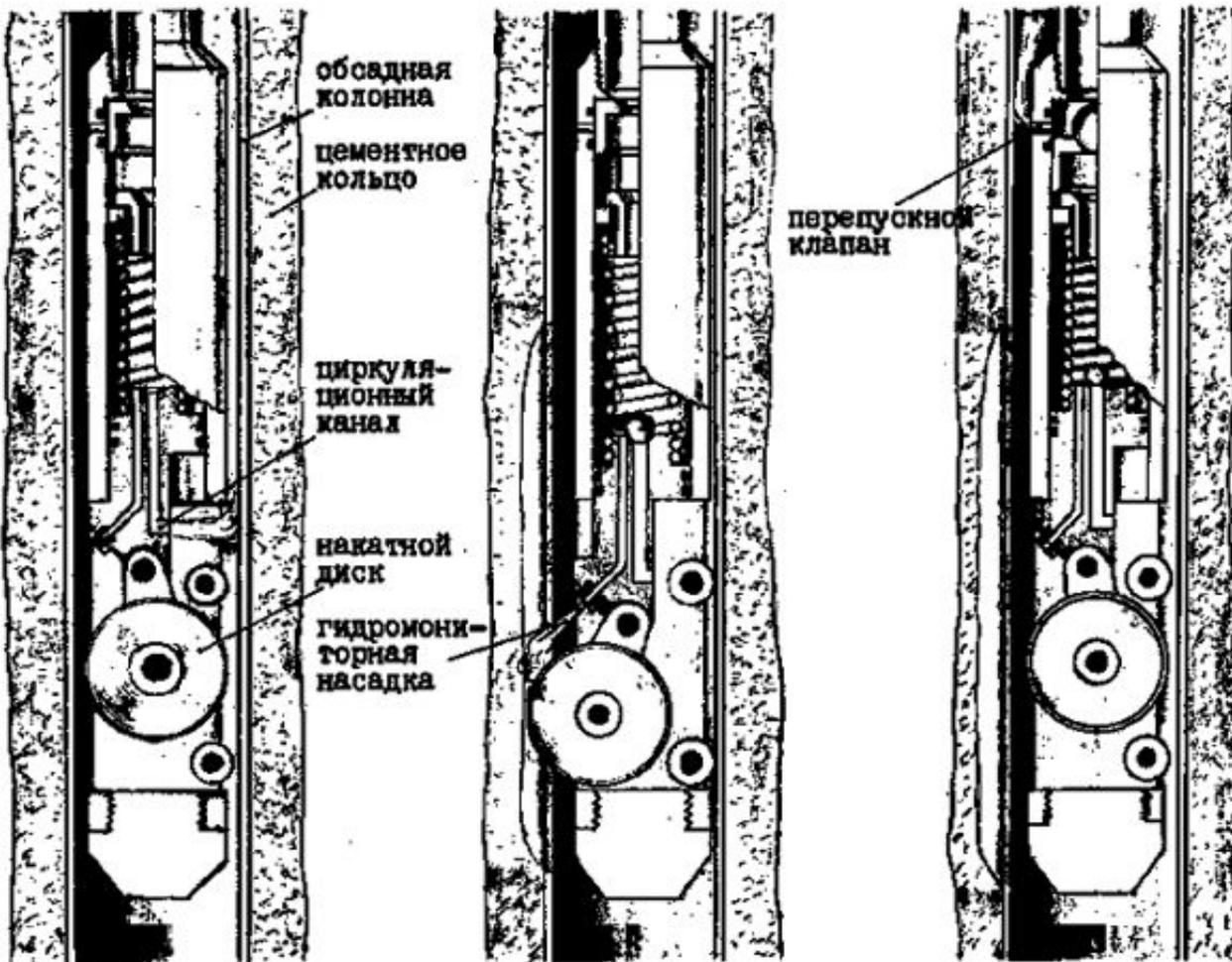
6 – колпачок НКТ; 7 – предохранитель;

Гидромеханическая щелевая перфорация

а

б

в



Гидромеханический щелевой перфоратор в рабочем положении

а – исходное положение перед началом перфорации

б – положение резания и промывки щели

в – положение отключения перфоратора

Гидромеханическая щелевая

перфорация



Схема проведения гидромеханической щелевой перфорации обсадной колонны:

- 1 - лебедка, 2 - обсадная колонна, 3 - НКТ, 4 - геофизический прибор, 5 - специальная жидкость вскрытия, 6 - экранная муфта,
7 - противопесочный фильтр, 8 - щелевой перфоратор, 9 - агрегат, 10 - вертлюг, 11 - шланг, 12 - стояк

Гидромеханический щелевой перфоратор спускается в скважину на колонне НКТ, в компоновку которой включается на заданном расстоянии от режущего узла перфоратора реперная муфта. Геофизическим методом определяют её местоположение в стволе скважины (фиг. 1).

Затем заполняют скважину специальной жидкостью вскрытия через циркуляционный канал перфоратора (фиг. 2) и с помощью подгонных патрубков на поверхности устанавливают режущий узел перфоратора против нижней границы интервала перфорации (фиг. 3).

После этого бросают в НКТ первый малый шар (20-25 мм) и создают циркуляцию жидкости через гидромониторный канал с перепадом давления на насадке 7-9 МПа.

При этом перемещают колонну НКТ вверх до верхней границы интервала перфорации (фиг. 4).

Не снижая давления опускают перфоратор в исходное положение. После многократного повторения такого возвратно-поступательного движения НКТ, когда в интервале перфорации исчезнут затяжки и посадки инструмента, создают повышенное давление в НКТ 12-15 МПа и производят намыв каверны вдоль щели гидромониторной струёй. Выполнив эту операцию, прекращают циркуляцию, бросают в НКТ второй большой шар (40-50 мм).

Затем повышением давления в НКТ 3-4 МПа создаётся усилие на втулке перепускного клапана, под действием которого срезаются металлические штифты и она перемещается вниз открывая отверстия в корпусе клапана (фиг. 5).

В таком положении, когда обеспечена гидравлическая связь трубного и затрубного пространства, возможно проводить обработку пласта специальными жидкостями, вызывать приток и исследовать вскрытый объект. При необходимости, можно, эксплуатировать скважину до следующего капитального ремонта.

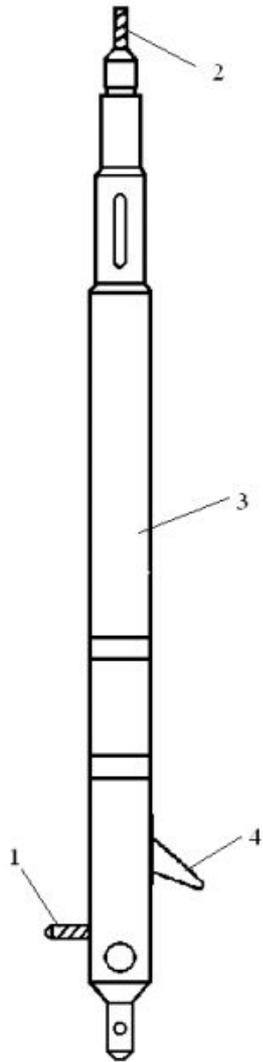
Сверлящая перфорация

Сверлящие префораторы разработаны на основе боковых сверлящих грунтоносов.

Принцип их действия - высверливание отверстий в стенке скважины сверлом или коронкой, приводимых в действие электродвигателем. Прибор спускается в скважину на каротажном кабеле, прижимается к стенке скважины и высверливается каждое отверстие индивидуально.

Это позволяет более точно привязаться к интервалу перфорации по глубине (при малой толщине пласта), отсутствуют гидродинамические и механические ударные воздействия на обсадные трубы и цементный камень.

Однако этот способ вскрытия пластов требует длительного времени, и получаемые отверстия имеют небольшую глубину (50 - 80 мм). Кроме того, сверлящая перфорация характеризуется сложностью процесса сверления, низкой производительности, низкой надежностью



**Сверлящий перфоратор
ПС-112:**

1 – сверло; 2 - каротажный
кабель;

3 – корпус; 4 – выдвижная пята

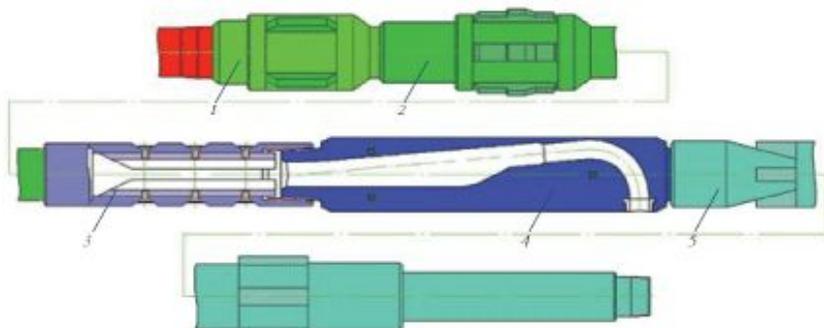
Радиальная струйная перфорация

Принцип работы технологии основан на гидромониторном разрушении горных пород.

В очищенную от парафина и других отложений скважину в интервал продуктивного пласта на НКТ спускается отклоняющий башмак, имеющий специальный канал для прохождения инструмента (фрезы) и рукава с гидромониторной насадкой. Установка отклоняющего башмака производится с геофизической привязкой к продуктивному пласту. Инжектор с установленным на нем гусакон монтируется на противовыбросовое оборудование (ПВО) на устье скважины.

Затем собирается компоновка для фрезерования окна в колонне. С помощью фрезы, спускаемой в скважину на гибкой трубе и приводимой в движение винтовым забойным двигателем (с частотой вращения не менее 100 об/мин), осуществляется фрезерование отверстия в эксплуатационной колонне.

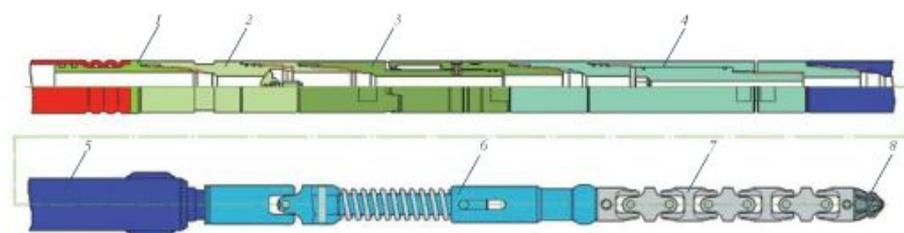
Комплекс оборудования для радиального вскрытия пласта / Equipment Set for Radial Drilling



Компоновка направляющая / Steering Assembly

1 - фрикционный узел / friction unit; 2 - докатор муфтовых соединений / collar locator; 3 - направляющая / guide arc; 4 - башмак отклоняющий / deflector shoe; 5 - якорь / anchor

Комплекс оборудования для радиального вскрытия пласта / Equipment Set for Radial Drilling



Компоновка для фрезерования / Milling Assembly

1 - соединитель / connector; 2 - клапан обратный / fluid control valve; 3 - разбедитель аварийный / emergency breaker switch; 4 - механизм доворота / turning device; 5 - ВЗД / screw downhole motor; 6 - механизм нагружения / loading device; 7 - гибкий вал / flexible drive; 8 - инструмент / milling tool

Радиальная струйная перфорация

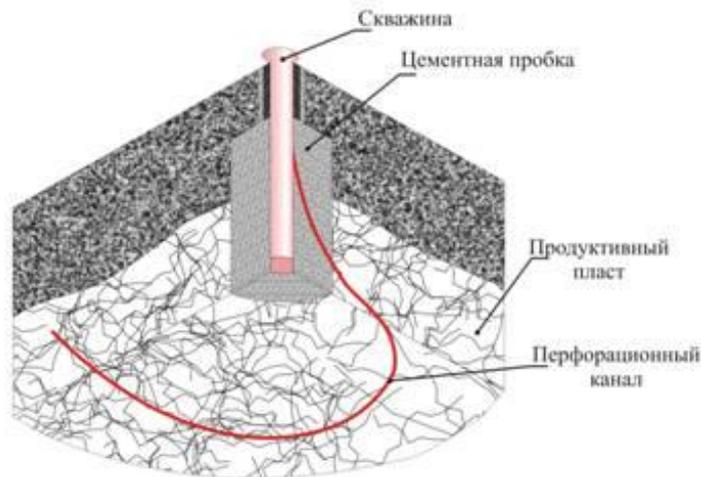


Далее на гибкой трубе в скважину спускается компоновка для вскрытия пласта, состоящая из гидромониторной (струйной) насадки и рукава высокого давления, армированного специальным, гибким и прочным материалом – кевларом. Насосом высокого давления по гибкой трубе подается жидкость к гидромониторной насадке, струи которой производят разрушение породы и за счет реактивной тяги способствуют продвижению компоновки по пласту. Размер отверстия зависит от скорости проникновения насадки в пласт и составляет в среднем 25–50 мм в диаметре. Процесс проходки контролируется с поверхности по натяжению гибкой трубы (при работе на неглубоких скважинах) и по датчику веса трубы (при работе с инжектором). Время проходки одного канала длиной до 100 м составляет порядка 5-10 минут. Количество радиальных стволов в одной скважины по технологии не ограничено. Они могут выполняться как на одном, так и на нескольких уровнях.

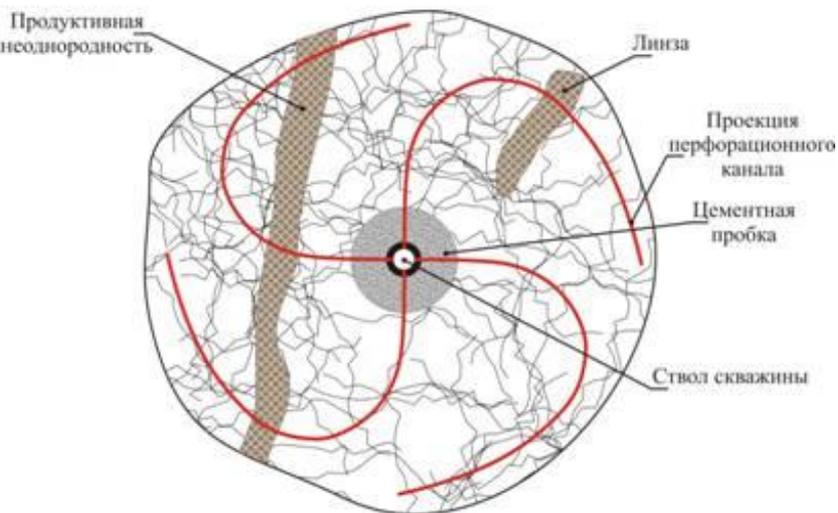


В состав комплекса входит полуприцеп, кабина оператора, узел намотки гибкой трубы, гидростанция привода узла намотки гибкой трубы, желоб направляющий, противовыбросовое оборудование, блок насосной установки, рабочая емкость, система контрольно-регистрающая, компоновка направляющая, компоновка для фрезерования окна в эксплуатационной колонне, компоновка для создания бокового канала в продуктивном пласте.

Использование перфобуров



Трехмерная схема расположения перфорационного канала

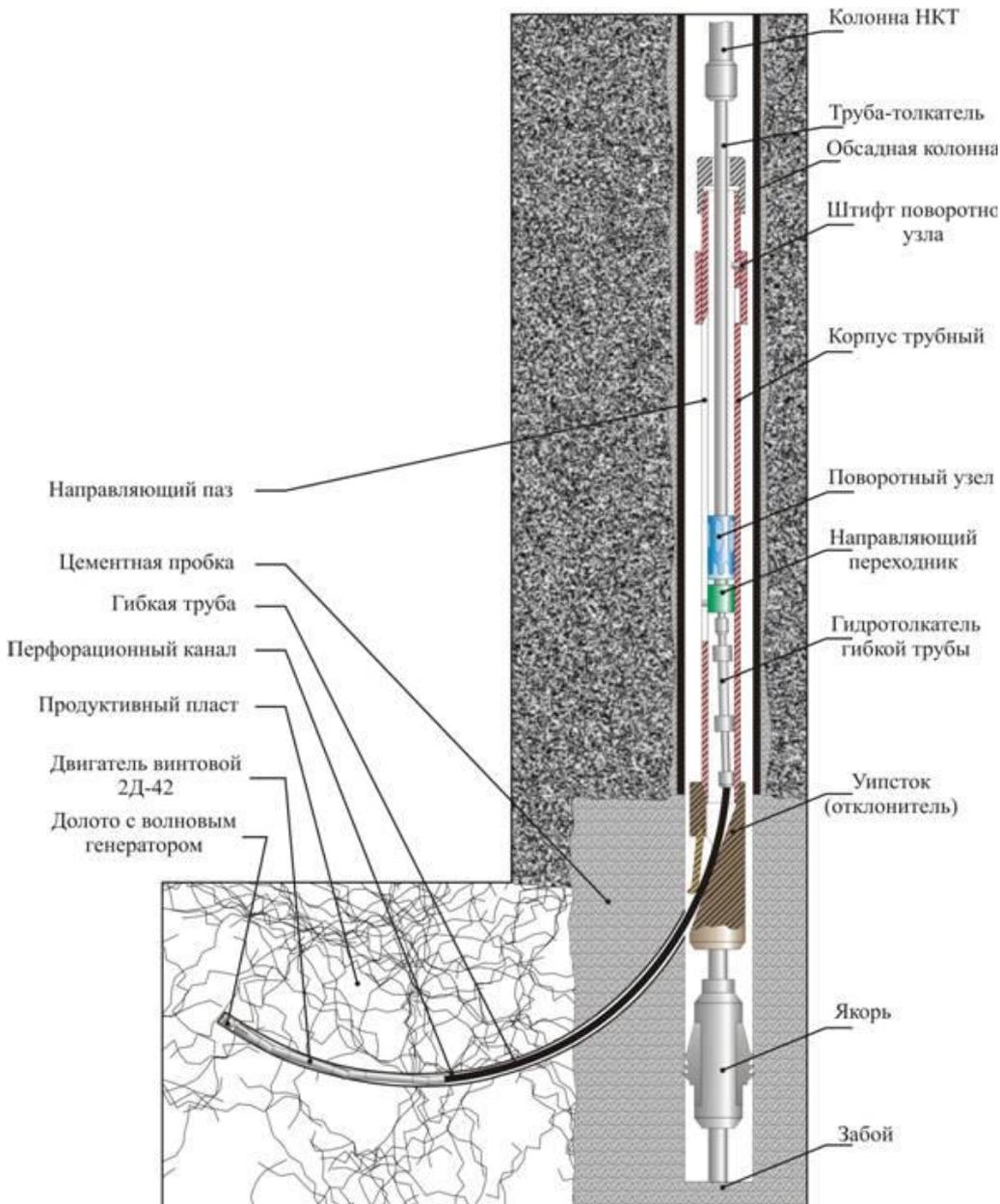


Радиальная проекция перфорационных каналов одного яруса.

Предлагаемая технология (перфобур) предназначена для глубокой перфорации продуктивного интервала. Технология включает удаление части обсадной колонны (на первом этапе внедрения), расширение основного ствола, закачивание изолирующего гелеобразующего состава, создание цементной пробки, разбуривание в ней вспомогательного ствола и бурение в нем спиралеобразных каналов (диаметром 50 мм) глубиной от 5 до 40 метров, с использованием специальных жидкостей и специальных компоновок для ориентируемого бурения.

Так как предлагаемая технология позволит создавать перфорационные каналы в 20-30 раз большей длины, чем любой из существующих методов перфорации, то, естественно, увеличивается и площадь поверхности зоны фильтрации, что приведет к повышению среднесуточного дебита. Это позволит эксплуатировать скважины в «щадящем» режиме при более высоком коэффициенте их продуктивности. Тем самым, заметно снизятся пескопроявления, темпы образования «воронок», нефтеводяных контактов и технологических отложений в ПЗП и колонне насосно-компрессорных труб. Вследствие этого сократятся затраты времени и материалов на вызов притока нефти из пласта, ремонт скважин и будет получен доход от дополнительно добытой нефти.

Использование перфобуров



Перфобуры выполнены в одно-, двух- или многосекционном вариантах. Они состоят из следующих основных узлов: труба-толкатель диаметром 50 мм, соединенная сверху с переливным клапаном, а внизу — с размещенными в трубном корпусе поворотным узлом и направляющим переходником, связанным посредством гидротолкателя и гибкой трубы с криволинейным специальным двухсекционным винтовым двигателем Д-42 (либо Д-43) и долотом типа РДС. Снизу к трубному корпусу подсоединены уипсток (отклонитель) и якорь, работающий с опорой на забой (или тяжелый низ).

В компоновку перфобура включен инклинометрический регистратор положения КНБК.

ВЫЗОВ ПРИТОКА ИЗ ПЛАСТА

Освоение скважины - это комплекс работ по очистке призабойной зоны продуктивного пласта (ПЗП) и получению притока пластового флюида.

Вызов притока – основная операция освоения эксплуатационных скважин.

Условие вызова притока из пласта:

$$P_3 < P_{\text{пл.}}$$

В основе всех способов вызова притока лежат три технологических приёма создания депрессии на продуктивный пласт:

- уменьшение плотности жидкости в скважине;
- снижение уровня жидкости в скважине;
- снижение давления в интервале продуктивного пласта с помощью струйных насосов.

Всего известно более 20 способов вызова притока, в которых использованы перечисленные технологические приёмы создания депрессии на продуктивный пласт.



ВЫЗОВ ПРИТОКА ИЗ ПЛАСТА

Вызов притока путём замещения жидкости в эксплуатационной колонне

На устье установлена фонтанная арматура с трубной головкой. В скважину спущены НКТ до уровня перфорационных отверстий. Затрубное пространство обвязано с насосным агрегатом. В затрубное пространство закачивают жидкость меньшей плотности, которая создаёт гидростатическое давление меньше пластового. Жидкость из НКТ сливается в сборную ёмкость. Когда жидкость меньшей плотности достигнет забоя, начинают снижать подачу насосного агрегата, снижая гидродинамическую составляющую давления на пласт. При возникновении депрессии на пласт, пластовый флюид начинает поступая в скважину изливаясь через НКТ в сборную ёмкость. Величину депрессии регулируют плотностью лёгкой жидкости, а противодействие на пласт подачей насосного агрегата

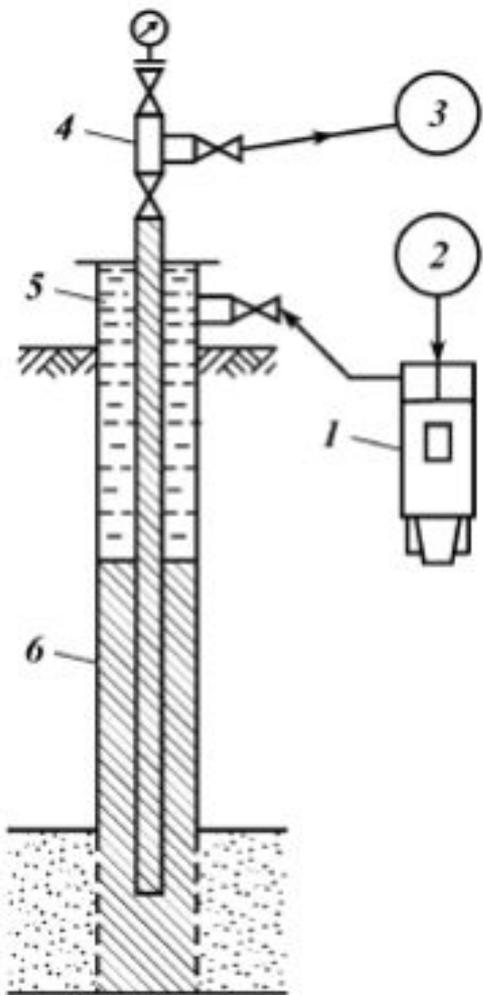


Схема обвязки оборудования для замены бурового раствора:

- 1 - насосный агрегат; колонна НКТ;
- 2 – емкость для облегченной жидкости;
- 3 – емкость для сбора бурового раствора;
- 4 – фонтанная арматура;
- 5 – устье скважины;
- 6 – эксплуатационная колонна.

ВЫЗОВ ПРИТОКА ИЗ ПЛАСТА

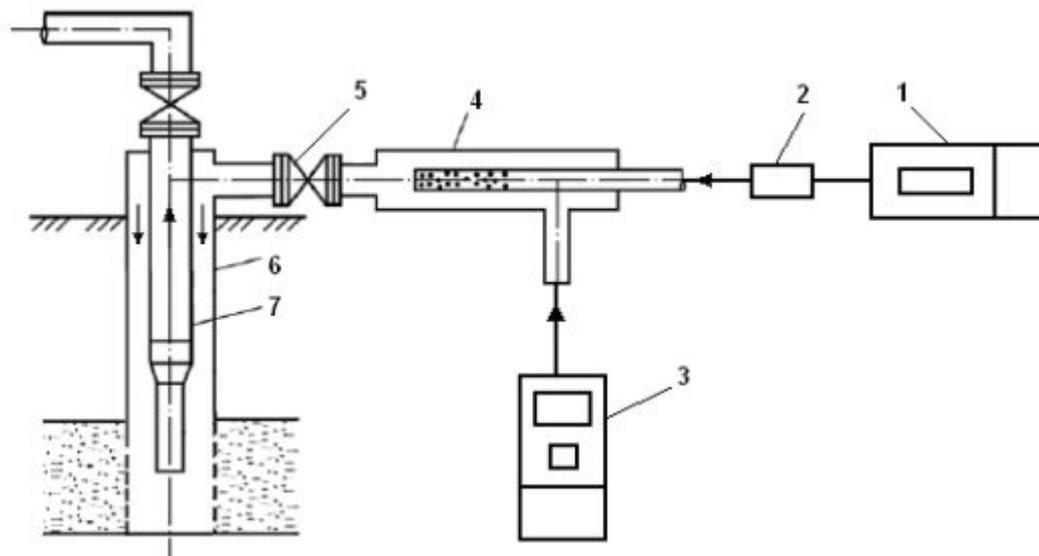


Схема освоения скважины способом аэрации:

1 - компрессор; 2 – обратный клапан; 3 – насосный агрегат; 4 – аэратор; 5 – задвижка; 6 – обсадная колонна; 7 – колонна НКТ

Метод аэрации заключается в обратной промывке скважины газожидкостной системой. Для этого в скважину спускают колонну НКТ, устье оборудуют фонтанной арматурой.

Для приготовления газожидкостной системы компрессорную установку через обратный клапан 2 и аэратор 4 обвязывают с насосным агрегатом 3. При осуществлении этого метода сначала скважину промывают водой с ПАВ, затем в линию нагнетания через аэратор компрессором подают газ (азот). Для лучшей аэрации жидкости давление подачи газа должно быть на 0,3 – 0,5 МПа выше, чем давление подачи жидкости. Регулируя количество подаваемого газа (степень аэрации) можно в широких пределах изменять плотность газожидкостной системы, снижать ее до 0,3 – 0,4 г/см³. Скорость нисходящего потока газожидкостной системы должна быть такой, чтобы не происходило всплывание газа и образования газовых пробок.

При этом методе забойное давление снижается плавно, что благоприятно сказывается на целостности цементного камня и скелета горной породы. При необходимости (низкие пластовые давления) можно перейти на нагнетание чистого газа (при глубинах до 2000 м). Закачка газожидкостной системы (газа) прекращается при получении устойчивого фонтанирования.

ВЫЗОВ ПРИТОКА ИЗ ПЛАСТА

Вызов притока из пласта заменой жидкости в скважине на двухфазную пену

Данный способ является развитием метода аэрации жидкости освоения. Технология здесь отличается только тем, что в жидкость освоения добавляют поверхностно-активное вещество, например сульфанол в количестве $0,1 \div 0,3\%$. На выходе аэратора получается достаточно стабильная пена плотность которой легко регулируется соотношением газа и жидкости в пределах $200 \div 800 \text{ кг/м}^3$.

В этом способе, после достижения требуемой депрессии циркуляцию прекращают на 2-3 часа в ожидании притока пластового флюида. Если притока нет, циркуляцию останавливают.

Имеется разновидность этого метода, в котором вместо аэратора используют эжектор. Применение эжектора позволяет использовать для нагнетания газа компрессор среднего давления, так как сам эжектор является струйным насосом, работающим за счёт энергии струи жидкости освоения.

Применение пенных систем предотвращает проникновение в призабойную зону дополнительного количества фильтрата, а также может обеспечить полную очистку призабойной зоны от глинистых частиц и воды, проникших в пласт в процессе его вскрытия бурением и перфорацией.

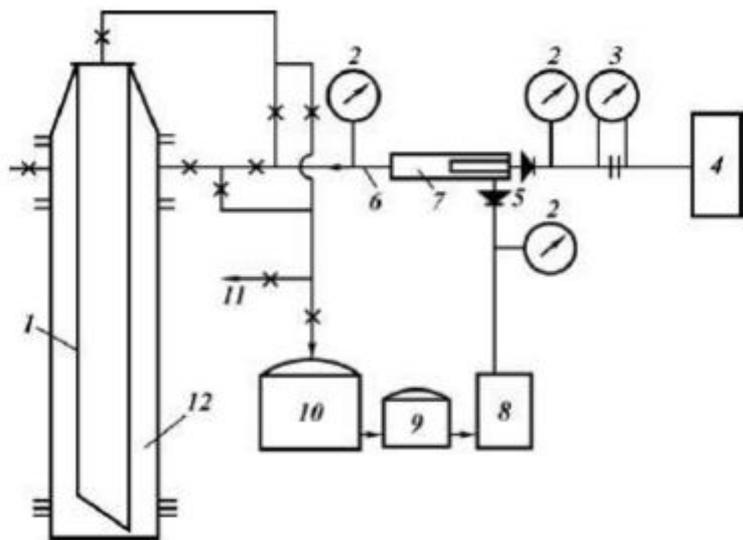


Схема обвязки устья скважины при освоении пеной:

- 1 - НКТ; 2 - манометры;
- 3 – расходомер газа;
- 4 – компрессор; 5 – обратные клапаны; 6 – аэратор;
- 7 – нагнетательная линия;
- 8 – насос; 9 – мерная емкость;
- 10 – накопительная емкость для пенообразующей жидкости;
- 11 – выкид пены; 12 – затрубное пространство

ВЫЗОВ ПРИТОКА ИЗ ПЛАСТА

Компрессорный метод вызова притока из пласта

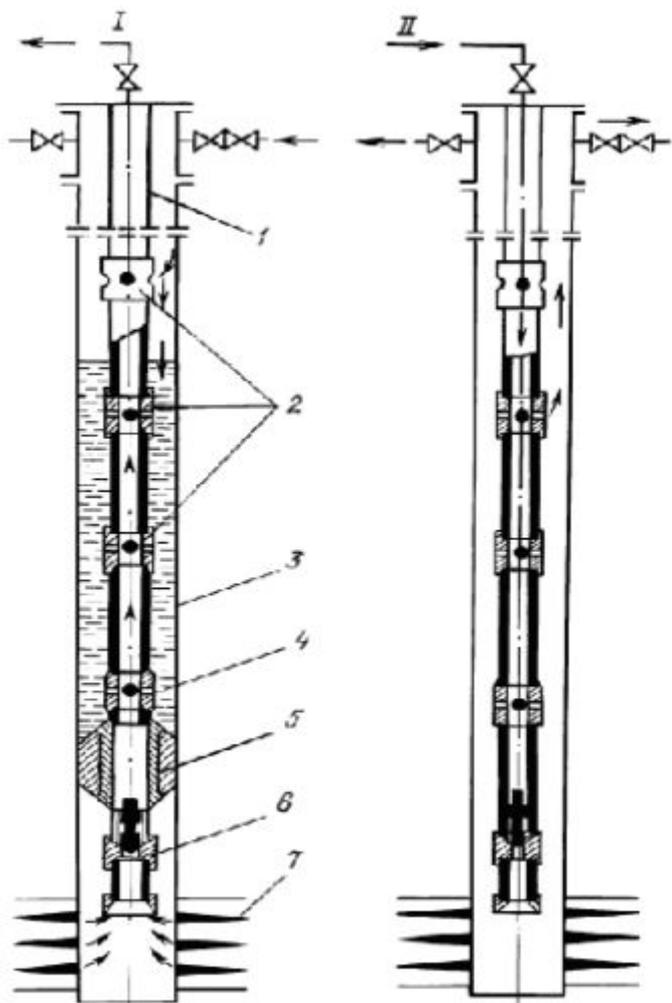
При применении компрессорного способа вызова притока скважина должна быть оборудована колонной НКТ и фонтанной арматурой. Газ в скважину, как правило, нагнетается с помощью передвижного компрессора.

Колонна НКТ может иметь (может и не иметь) пусковые отверстия или пусковые клапаны. В простейшем случае сжатый газ поступает в задавочный скважинный агент через башмак (нижнее окончание) колонны НКТ. Давление на выходе из компрессора, при котором рабочий агент начинает поступать в задавочный скважинный агент, принято называть пусковым.

С целью уменьшения пускового давления, уменьшения времени продавки по длине колонны НКТ устанавливаются пусковые отверстия или пусковые клапаны с диаметром отверстий 1-3 мм. Эти пусковые устройства одновременно играют роль диспергаторов, обеспечивающих лучшее перемешивание закачиваемого газа со скважинной жидкостью, в результате уменьшается удельный расход газа, улучшается процесс лифтирования, снижается вероятность вибрирования скважинного и устьевого оборудования.

В процессе закачки газа в затрубное пространство, уровень жидкости оттесняется до глубины установки клапана, газ из межтрубного пространства заходит в колонну НКТ, газует там жидкость и выбрасывает ее на поверхность. Если при этом происходит резкий выброс жидкости из НКТ, то ее поток направляется через штуцерную камеру. При продолжении нагнетания газа в межтрубное пространство он движется к следующему клапану и процесс повторяется.

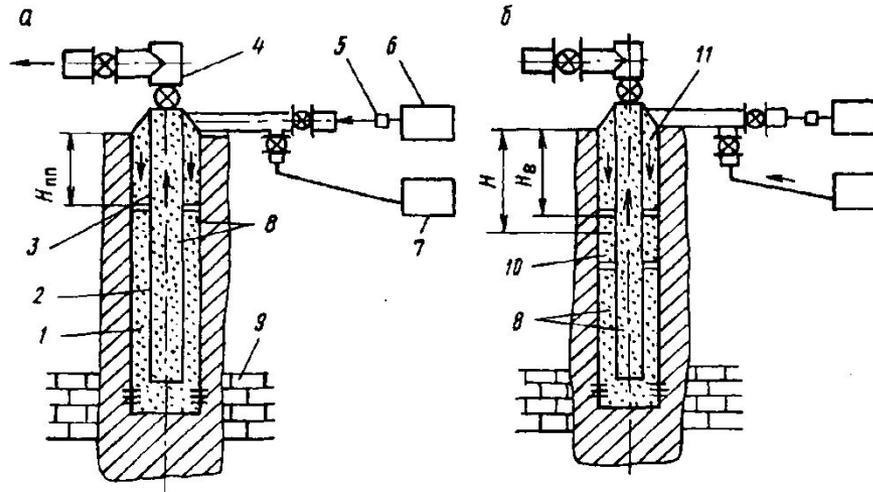
Таким образом, последовательно происходит снижение уровня жидкости в скважине, ступенчато снижается забойное давление. Места установки клапанов рассчитываются исходя из мощности компрессоров. Из практики освоения скважин таким способом расстояние между клапанами (муфтами) составляет 300-500 м.



Технологическая схема освоения скважины методом компрессирования:

I – при закачке газа в межтрубное пространство; II – при закачке газа в колонну НКТ; 1- колонна НКТ; 2 – пусковые клапана (муфты); 3 – обсадная колонна; 4 – скважинная жидкость; 5 – пакер; 6 – прямой

ВЫЗОВ ПРИТОКА ИЗ ПЛАСТА



Вызов притока из пласта методом воздушной подушки:

а - нагнетание воздуха компрессором; б - закачивание воды на воздушную подушку насосом;

1 - эксплуатационная колонна; 2 - НКТ; 3 - воздух, нагнетаемый компрессором; 4 - устьевая арматура; 5 - обратный клапан; 6 - компрессор; 7 - насосный агрегат; 8 - вода, заполняющая скважину до начала нагнетания воздуха; 9 - продуктивный пласт;

10 - воздушная подушка; 11 - вода, закачанная на воздушную подушку

Согласно этому методу колонну НКТ опускают до верхних отверстий перфорации, а компрессор и насосный агрегат обвязывают с затрубным пространством при помощи устьевого оборудования.

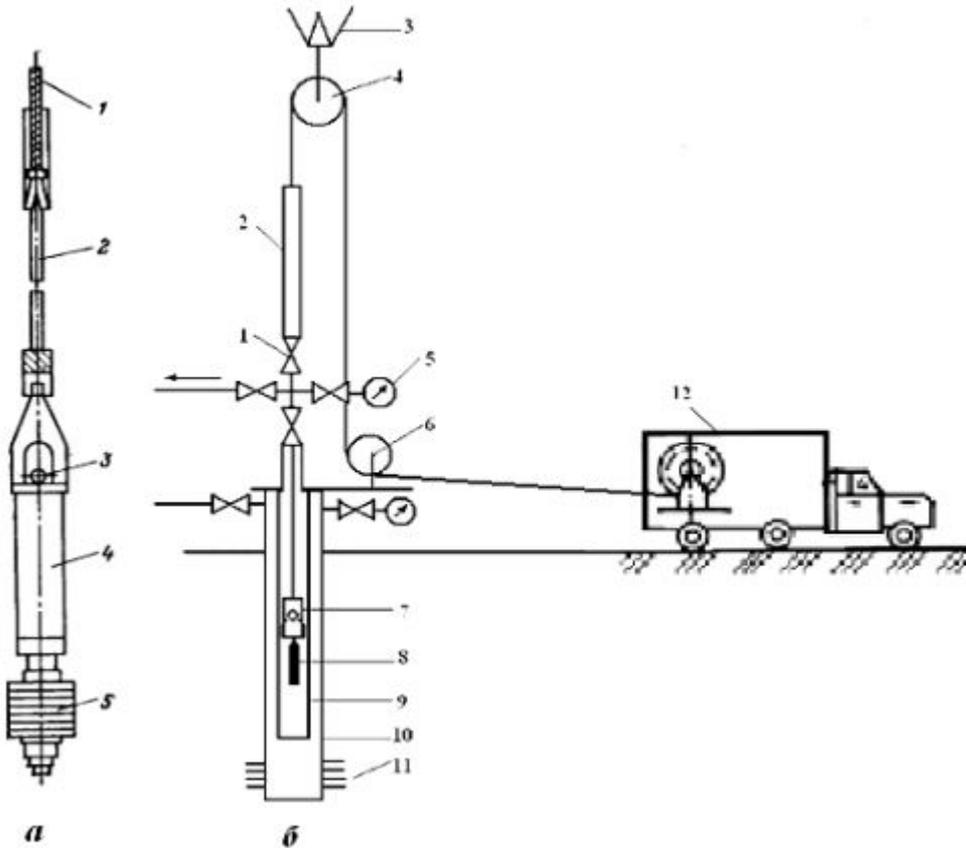
В затрубное пространство компрессором нагнетают воздух, вследствие чего образуется воздушная подушка. Потом компрессор отключают и при помощи цементировочного агрегата закачивают в затрубное пространство определенный объем воды (в зависимости от запланированной глубины снижения уровня). Воду закачивают с такой скоростью, чтобы пузырьки воздуха не могли перемещаться вверх и накапливаться в затрубном пространстве около устья скважины. Суммарная высота столба жидкости и столба сжатого воздуха должна быть больше глубины снижения уровня в скважине, необходимого для получения притока из продуктивного пласта. После прекращения подачи воды затрубное пространство на устье быстро соединяют с атмосферой, и жидкость, содержащаяся над воздушной подушкой, под действием энергии сжатого воздуха выбрасывается из скважины.

ВЫЗОВ ПРИТОКА ИЗ ПЛАСТА

Вызов притока сваби́рованием (поршневанием)

Сваб представляет собой трубу (патрубок) диаметром 25 – 37,5 мм (рисунок а), в верхней части которой расположен клапан, открывающийся вверх. Сваб опускается в колонну НКТ на тонком стальном канате (рисунок б). Уплотнение пространства между свабом и внутренним диаметром НКТ осуществляется 3-4 резиновыми манжетами, армированными проволоочной сеткой.

Сваб движется вниз под действием груза, прикрепленного к его низу (50 кг). При этом клапан открывается и жидкость, находящаяся в колонне НКТ, свободно проходит в пространство выше сваба. При движении сваба вверх клапан закрывается и зашедшая жидкость выталкивается на поверхность. Тонкий стальной канат, на котором закреплен сваб, наматывается на барабан лебедки (каротажного подъемника ПКС-5) со скоростью до 1,2 – 1,4 м/с. Спуск сваба осуществляется со скоростью до 0,5 м/с. Глубина погружения сваба под уровень жидкости зависит от прочности каната, мощности лебедки и обычно составляет 250-300 м (не более 500 м). Момент достижения свабом уровня жидкости в НКТ отмечается по провисанию каната при его спуске. За один рейс сваба уровень жидкости в эксплуатационной колонне диаметром 146 мм снижается на 60 м. Поэтому применение этого метода освоения приводит к почти плавному снижению забойного давления. При установке пакера в межтрубном пространстве НКТ можно существенно сократить (до 2 раз) время на освоение скважины. Свабирование при высоком пластовом давлении проводится при установленной на устье фонтанной арматуре и лубрикаторе. Если пластовое давление таково



Освоение скважины сваби́рованием:

а – сваб (1 – канат, 2 – подвеска; 3 – шаровой клапан; 4 – патрубок; 5 – поршень), б – схема

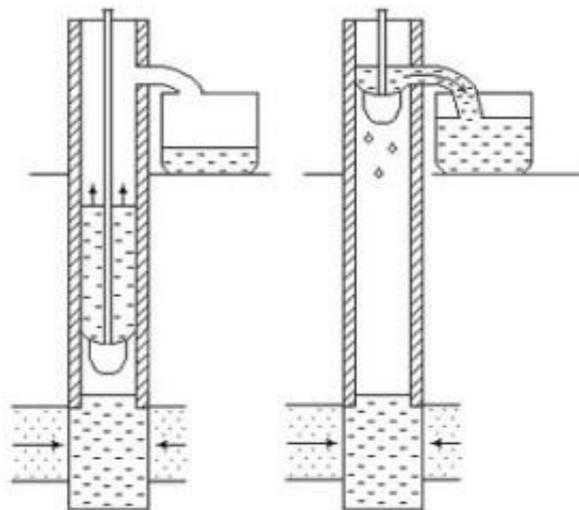
обвязки (1 – устьевая арматура; 2 – лубрикатор;

3 – крюкоблок; 4,6 – каротажные ролики;

5 – манометр; 7 – сваб; 8 – груз; 9 – колонна

НКТ; 10 – эксплуатационная колонна; 11 – зона

ВЫЗОВ ПРИТОКА ИЗ ПЛАСТА



Вызов притока свабированием (поршневанием)

В ходе проведения работ по свабированию поршень опускается в скважину на тросе или грузовой штанге, затем вновь поднимается, что вызывает приток жидкости, уровень которой после проведения подобных манипуляций снижается достаточно медленно. Это позволяет обеспечить плавный запуск скважины и уменьшает риск проникновения в продуктивный пласт промывочного раствора.

Свабирование прекращают при полном извлечении скважинной жидкости или при начавшемся проявлении пластового флюида. Этот способ освоения скважины не требует дополнительного громоздкого оборудования и позволяет более длительно дренировать пласт.

Однако при осуществлении этого способа возможны осложнения – обрывы каната, заклинка сваба, искрообразование, повышенная вероятность загрязнения окружающей среды (при отсутствии герметизации устья скважины).

ВЫЗОВ ПРИТОКА ИЗ ПЛАСТА

Тартание – способ освоения, который для снижения уровня жидкости в скважине предполагает использование желонки, которая представляет из себя тубу (длина 10-15 м) с тарельчатым клапаном в днище. Наружный диаметр желонки не должен превышать 70% внутреннего диаметра обсадной колонны. Желонка спускается в обсадную колонну на канате какой-либо лебедки. У устья скважины должна находиться специальная емкость, в которую при каждом подъеме сливается содержимое поднятой из скважины желонки. Последовательными откачками (поступательными движениями желонки по обсадной колонне) уровень жидкости в скважине медленно понижается. Например, для снижения уровня на 500 м при диаметре эксплуатационной колонны 168 мм желонкой диаметром 114 мм необходимо сделать 110 рейсов. Тартание следует применять в неглубоких скважинах, когда пластовое давление существенно меньше гидростатического, когда не ожидается фонтанирования, поскольку скважины не имеют колонны НКТ и устьевого арматуры. В скважинах с наличием сероводорода применение желонки не допускается. Тартание является малопроизводительным трудоемким способом, характеризующимся низким коэффициентом полезного действия и относительно высокими энергетическими затратами. Интенсивному износу подвергаются канат, обсадная колонна и собственно желонка. Поэтому этот способ освоения скважин используется крайне редко.

Освоение скважин пластоиспытателями проводится в условиях аномально низких пластовых давлений, низкой проницаемости пласта или сильной его загрязненности, при прочном скелете горой породы. При этом пластоиспытатель спускается в эксплуатационную колонну на трубах НКТ с одним или двумя пакерами с опорой на забой. Технология освоения заключается в резком снижении забойного давления при открытии впускного клапана пластоиспытателя. При этом может лучше очищаться загрязненная призабойная зона. Пакер устанавливается над испытуемым пластом и, герметично перекрывая обсаженный или необсаженный ствол, изолирует подпакерный объем от остальной части ствола скважины. Путем соединения подпакерного пространства с полостью бурильных труб создается депрессия и происходит приток нефти или газа из испытуемого интервала пласта в бурильные трубы. Этот период испытания называется периодом притока. Он может длиться от нескольких минут до нескольких часов. После окончания притока испытатель пластов закрывается без нарушения герметичности пакеровки и происходит восстановление давления на забое скважины. КИИ позволяет создавать мгновенную высокую депрессию на испытуемый пласт, что оказывает в отдельных случаях благоприятное воздействие на процесс очистки порового пространства призабойной зоны. Причем периоды притока и восстановления давления могут повторяться неоднократно. Эти факторы, а также относительная простота спуска и надежность герметизации способствовали широкому использованию КИИ для восстановления проницаемости призабойной зоны пласта при освоении скважин.

Снижение уровня жидкости в скважине может проводиться **глубинными погружными насосами (ЭЦН, плунжерный)** при спущенной колонне НКТ и полностью оборудованном устье и используется для освоения добывающих скважин при незагрязненной ПЗП. Этот метод прост, освобождает бригаду от дополнительных работ по вызову притока, дренированию пласта и может проводиться круглосуточно. Этот метод особенно распространен после ремонта скважин, когда они осваиваются после ремонта, а до ремонта они длительно эксплуатировались механизированным способом. В этих случаях, как правило, на скважинах не ожидается фонтанных проявлений. Вызов притока в таких скважинах можно осуществить насосным способом путем снижения уровня жидкости (уменьшением величины столба жидкости в скважине). Причем может использоваться именно тот насос, которым эта скважина будет в дальнейшем эксплуатироваться. Насос может спускаться на проектную глубину в соответствии с предполагаемым дебитом и положением динамического уровня при эксплуатации скважины на расчетном технологическом режиме работы. Это экономичный способ вызова притока. Однако, его следует применять, если скважина и ее забой предварительно тщательно очищены и не содержат подвижных механических примесей, которые бы осложнили нормальную работу скважинного насоса.

ВЫЗОВ ПРИТОКА ИЗ ПЛАСТА

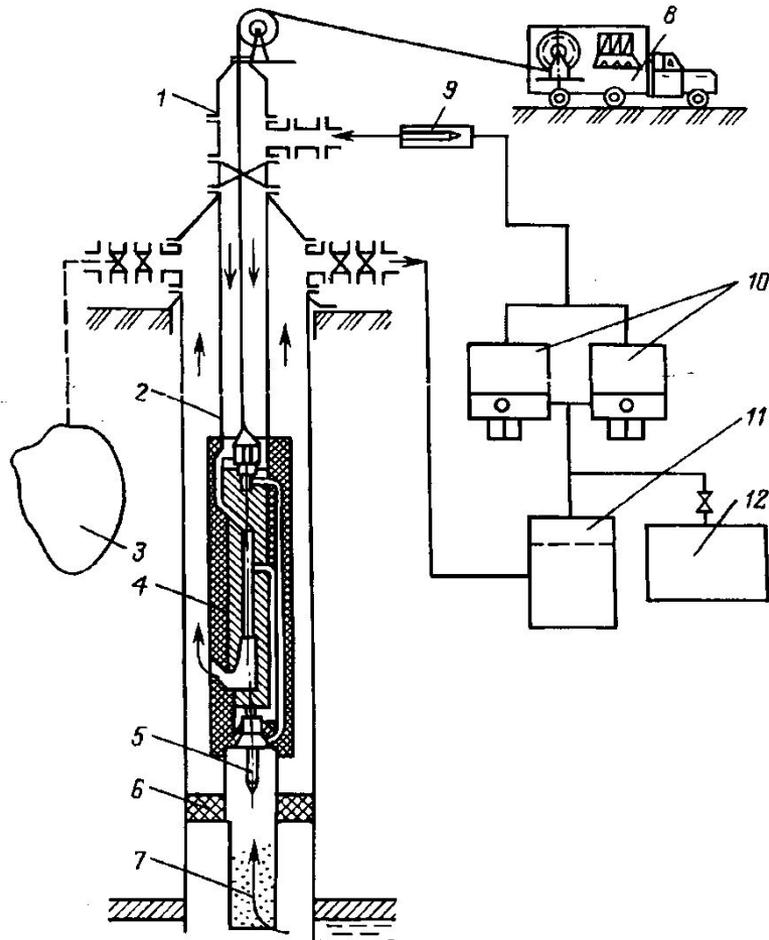


Схема обвязки наземного и подземного оборудования при проведении работ с УЗОС-2:

1 - фонтанная арматура; 2 - НКТ; 3 - амбар; 4 - УЗОС-2;

5 - манометр; 6 - пакер; 7 - хвостовик; 8 - каротажная станция; 9 - фильтр; 10 - насосные агрегаты; 11, 12 - мерные емкости

Технология освоения скважин **эжекторными установками** с очисткой призабойной зоны производится путем воздействия на пласт циклическими управляемыми депрессиями. Эта технология реализуется при помощи установленного на колонне НКТ пакера и смонтированного над ним струйного аппарата.

Подачей насосным агрегатом рабочего агента к соплу струйного насоса понижается давление в подпакерной части скважины до требуемой величины. Соответствующим режимом работы насосного агрегата необходимое время поддерживается величина депрессии.

После прекращения подачи рабочего агента гидростатическое давление на забое скважины восстанавливается. Циклы снижения-восстановления забойного давления повторяются многократно до появления устойчивого притока из пласта. Создание управляемых циклических депрессий на пласт способствует извлечению упруго расширяющейся жидкости, попавшей в пласт. Практика применения этого метода освоения скважин показала, что за несколько десятков циклов удается извлечь из пласта на поверхность многие кубометры бурового раствора.

Струйные аппараты способны обеспечивать практически любую депрессию, так как на приеме струйного аппарата может быть получен даже вакуум. Эти устройства способны обеспечивать отборы из скважин до $1000 \text{ м}^3 / \text{сут}$ жидкости и более.

ВЫЗОВ ПРИТОКА ИЗ ПЛАСТА

Наибольшие затруднения при освоении встречаются, если:

- в пласте низкое пластовое давление;
- в коллекторе имеется большое количество глины;
- пласт находился продолжительное время под воздействием бурового раствора;
- буровой раствор имел большое количество тонкодисперсной твердой фазы;
- буровой раствор имел высокий показатель фильтрации;
- в процессе бурения и крепления возникали условия для гидроразрыва продуктивного пласта