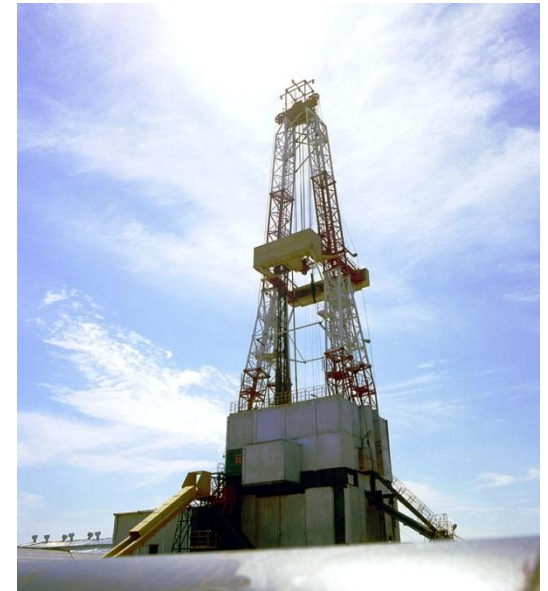


Тема:
«Гидродинамически
несовершенные скважины»



Введение

- Понятие призабойной зоны скважин (ПЗС) несколько неопределенна и относится к скрытой части пласта (обсаженной, зацементированной и перфорированной или остающейся открытой). Глубина зоны (по радиусу от центра скважины) так же не определена, но подразумевается, что она может составлять от метра до десятков метров. В практике, под ПЗС подразумевается зона пласта, подверженная воздействию извне, дренированная и активно работающая.
- ПЗС – понятие более широкое: в него входит зона, большая, чем толщина продуктивного пласта. О формировании этой зоны необходимо позаботиться перед вскрытием продуктивного пласта. Ее необходимо формировать с учетом сохранения естественной проницаемости. Должны быть предприняты специальные меры предосторожности и использованы буровые растворы, чтобы предотвратить гидроразрыв пласта и сохранить его гидрогазодинамическую характеристику.

Задача лекции: ознакомиться с понятием гидродинамического совершенства скважины, **ОСНОВНЫМИ ЭТАПАМИ**, технологией, оборудованием, инструментом и приспособлениями используемых в процессах заканчивания скважин, так как от качества выполнения этих работ в решающей степени зависит функционирование скважины как долговременного и качественного промышленного объекта

1. Понятие о гидродинамическом совершенстве скважины

В промышленной практике используют различные варианты вскрытия пласта скважиной как бурением, так и перфорацией. Продуктивный пласт может быть вскрыт бурением полностью или частично. В свою очередь, полностью вскрытый бурением пласт может быть только частично вскрыт перфорацией. Перфорация скважин проводится с различной плотностью перфораторами с отличающейся пробивной способностью, в результате чего диаметр отверстий в колонне и длина каналов могут иметь различные значения.

- На приток жидкости к скважине существенно влияет ухудшение проницаемости призабойной зоны во время вскрытия пласта. В некоторых случаях может проявлять себя неоднородность вскрытого пласта. Указанные факторы определяют гидродинамическое несовершенство скважины, от которого зависит ее продуктивность

Виды несовершенства скважин

- 1. По степени вскрытия - пласт вскрыт не полностью в процессе бурения или перфорацией
- 2. По характеру вскрытия – если совокупность плотности перфорации, диаметра отверстий и глубины каналов не обеспечивает притока к скважине без дополнительных сопротивлений
- 3 По методу вскрытия – если проницаемость призабойной зоны отличается от проницаемости призабойной зоны пласта

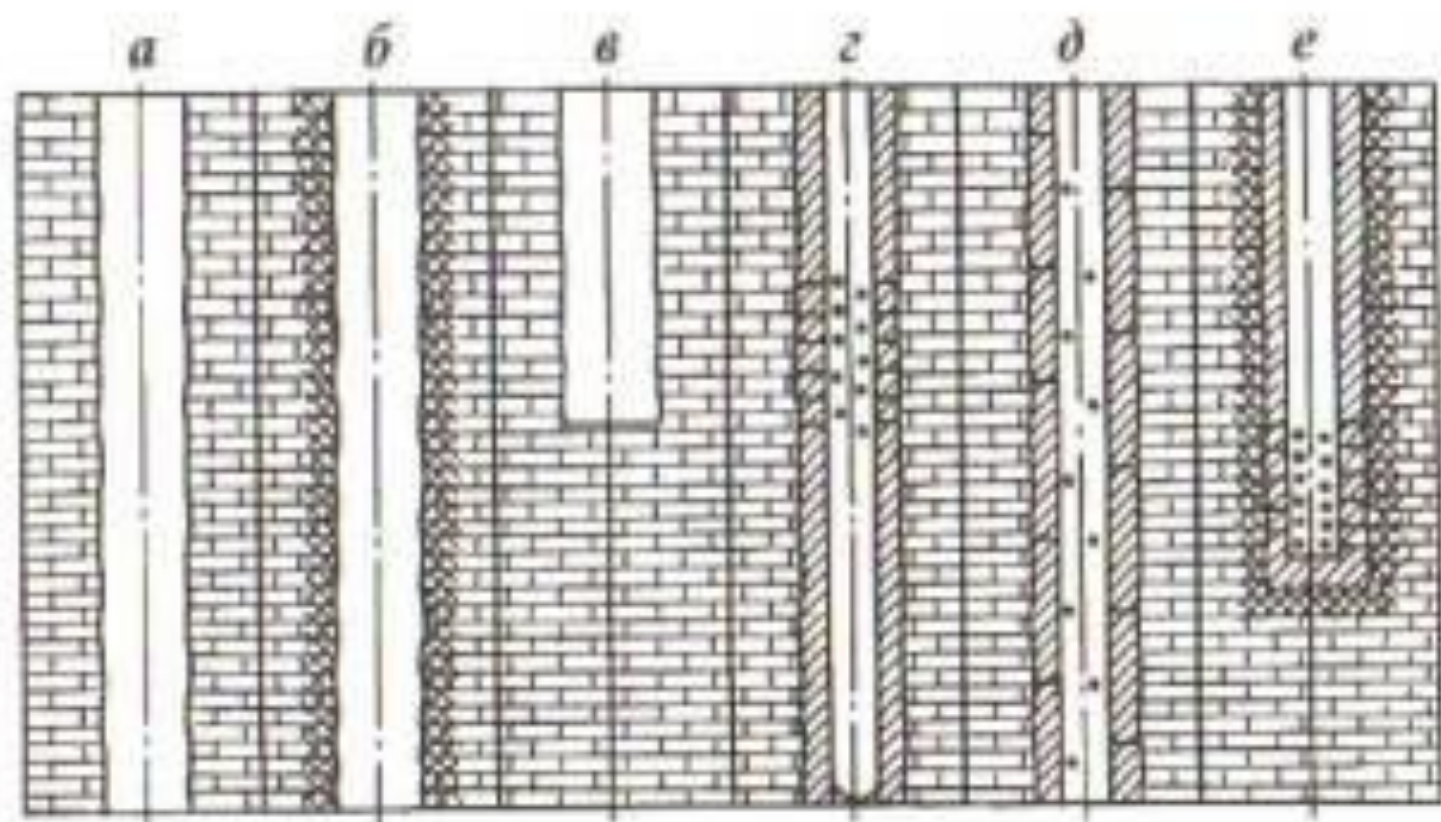


Рис. 2.1. Гидродинамически несовершенные скважины

Проницаемость ПЗС может быть ниже (ухудшена) и выше (улучшена), чем у удаленной зоны. Ухудшение связано с действием различных отрицательных факторов, а улучшение достигается проведением эффективных методов воздействия на пласт, например, соляно-кислотных обработок, гидроразрыва пластов и др.

- Скважины могут обладать одним, двумя или всеми тремя видами несовершенства.
- **Гидродинамически совершенной** следует считать такую скважину, в которой продуктивный пласт вскрыт полностью, и бурением, и перфорацией, отсутствуют дополнительные сопротивления притоку в фильтре, а проницаемость призабойной и удаленной зон пласта имеют одинаковые значения

2 Формирование ПЗС

2.1 Первичное вскрытие пласта

- Под качеством технологии вскрытия пласта и освоения скважин следует понимать степень изменения гидропроводности пласта (или пропластков) после выполнения соответствующей операции.
- **Для обеспечения оптимальных условий извлечения флюида из продуктивного пласта, на этапе первичного вскрытия пласта является реализация двух направлений**
 - **1. Направление**
- Минимальное снижение проницаемость призабойной зоны,
- осуществляется двумя путями:
 - 1 Выбором соответствующего типа бурового раствора для конкретного месторождения (пласта), обладающего определенными геолого-физическими свойствами породы-коллектора
 - 2 Выбором технологических режимов вскрытия, промывки скважины и проведения спуско-подъемных операций, обеспечивающих минимальные размеры зоны проникновения компонентов бурового раствора в пласт.
- **2 Направление**
- разработка конструкций забоев скважин, позволяющих эксплуатировать их в условиях, осложненных неустойчивостью коллектора, коррозионной средой, аномальными давлениями и температурами и т.д.

2.2 Конструкция оборудования забоев скважин

1. При **открытом забое** (рис. 1) башмак обсадной колонны цементируется перед кровлей пласта. Затем пласт вскрывается долотом меньшего диаметра, причем ствол скважины против продуктивного пласта остается открытым.

Такая конструкция возможна:

- при достаточно устойчивых горных породах;
- при сравнительно однородном пласте, не переслаивающимся глинами, склонными к набуханию и обрушению без газоносных и водоносных прослоев;
- при наличии до вскрытия пласта достаточно точных данных об отметках кровли и подошвы продуктивного пласта;
- при относительно малой толщине пласта, оставляемого без крепления,
- а также, если при эксплуатации такой скважины не может возникнуть необходимость избирательного воздействия на отдельные пропластки.

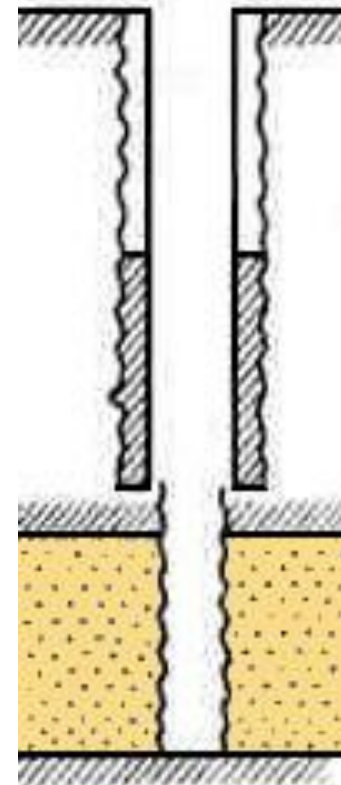


Рис 1.
**Открытый
забой**

Конструкция оборудования забоев скважин

Существенным достоинством открытого забоя является его гидродинамическая эффективность.

Скважина с открытым забоем принимается за эталон и ее коэффициент гидродинамического совершенства принимается равным единице.

Вместе с тем, невозможность избирательного вскрытия нужных пропластков и избирательного воздействия на них вместе с постоянной угрозой обвалов в призабойной зоне при создании больших депрессий сильно ограничивают возможности использования открытого забоя.

Поэтому менее **5 %** всего фонда скважин имеют открытый забой.

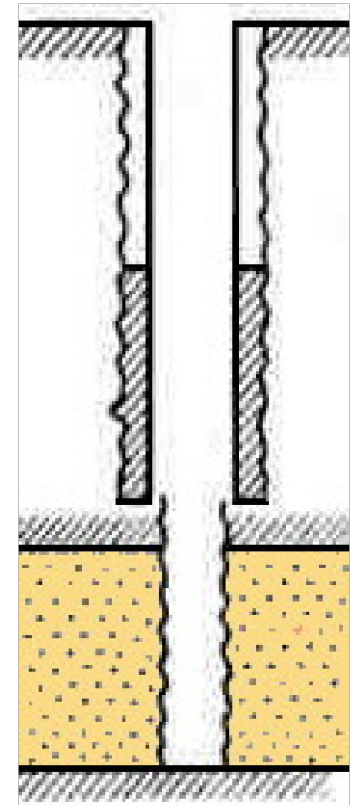


Рис 1.
Открытый
забой

2. Если забой скважины оборудован фильтром, то возможны два варианта конструкции.

Первый вариант (рис. 2): скважина бурится сразу до подошвы пласта, крепится обсадной колонной с заранее насверленными отверстиями в нижней части, приходящимися против продуктивной толщи пласта, затем выше кровли пласта колонна цементируется по способу манжетной заливки.

Пространство между перфорированной частью колонны и вскрытой поверхностью пласта остается открытым.

Условия применения такой конструкции по существу одинаковы с условиями для применения открытого забоя. Однако в этом случае более надежно крепление забоя и гарантируется сохранение полного диаметра колонны до самого забоя даже в случаях частичного обрушения пород в призабойной части.

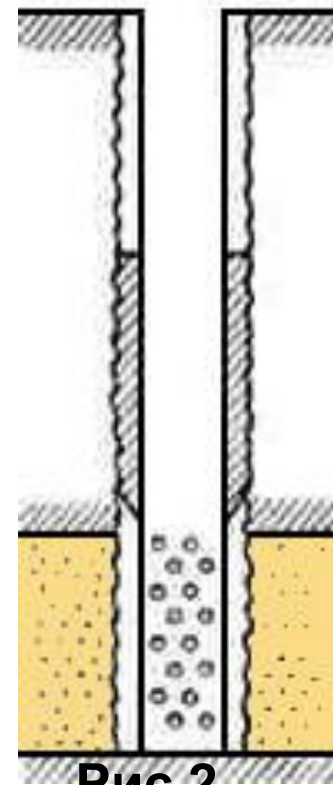


Рис 2.
Забой,
перекрытый
хвостовиком
колонны,
перфорирован-
ным перед ее
спуском

Второй вариант (рис. 4.1, в): башмак обсадной колонны спускается до кровли пласта и цементируется. В открытой части пласта находится фильтр с мелкими круглыми или щелевидными отверстиями. Кольцевое пространство между верхней частью фильтра и низом обсадной колонны герметизируется специальным сальником или пакером. Основное **назначение фильтров - предотвращение поступления песка в скважину**. Одно время широкое применение нашли фильтры с продольными щелевыми отверстиями длиной 50 - 80 мм и шириной 0,8 - 1,5 мм.

Кроме того, применялись **кольцевые фильтры**, в которых щели создавались **между торцами металлических колец**, одеваемых на перфорированную трубу. Между торцами колец в нескольких точках по периметру устанавливались прокладки из калиброванной металлической ленты, определявшие ширину кольцевых щелей.

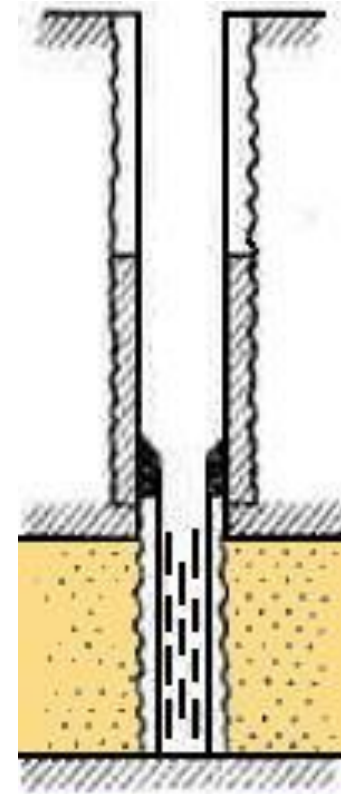


Рис 4.1 в.
Забой с
фильтром

Скважинный фильтр из эксплуатационной газовой скважины



3. **Скважины с перфорированным забоем** (рис. 4) нашли самое широкое распространение (более 90% фонда). Ствол скважины пробуривается до проектной отметки. Перед спуском обсадной колонны ствол скважины и особенно его нижняя часть, исследуется геофизическими средствами. Результаты исследований позволяют четко установить нефте-, водо- и газонасыщенные интервалы и наметить объекты эксплуатации. После этого в скважину опускается обсадная колонна, которая цементируется от забоя до нужной отметки, а затем перфорируется в намеченных интервалах.

Скважина с перфорированным забоем имеет следующие преимущества:

- упрощение технологии проводки скважины и выполнения комплексных геофизических исследований геологического разреза;

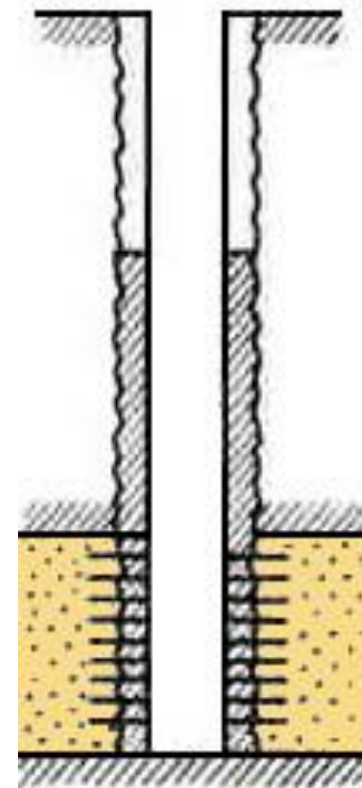


Рис 4.
Перфорир
о-
ванный
забой

- надежная изоляция различных пропластков, не вскрытых перфорацией;
- возможность вскрытия пропущенных или временно законсервированных нефтенасыщенных интервалов;
- возможность поинтервального воздействия на призабойную зону пласта (различные обработки, гидроразрыв, раздельная накачка или отбор и др.);
- устойчивость забоя скважины и сохранение ее проходного сечения в процессе длительной эксплуатации.

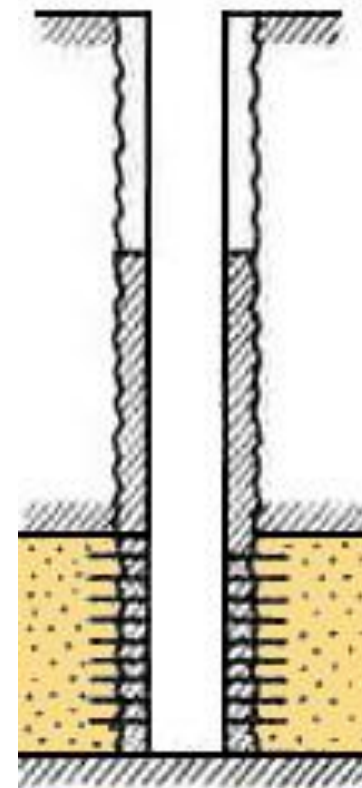


Рис 1 г.
Перфорир
о-
ванный
забой

Перфорированный забой при вскрытии пласта, склонного к пескопроявлению, не обеспечивает надежную защиту скважины от поступления песка и образования песчаных пробок на забое. Для защиты от песка против перфорированного интервала **размещают дополнительный фильтр** для задержки песка. При этом фильтрационное сопротивление потоку пластовой жидкости резко возрастает.

2.3 Вторичное вскрытие (перфорация)

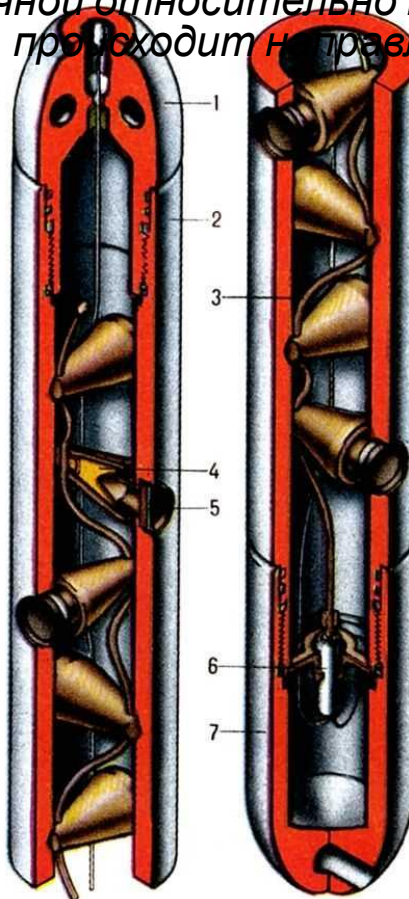
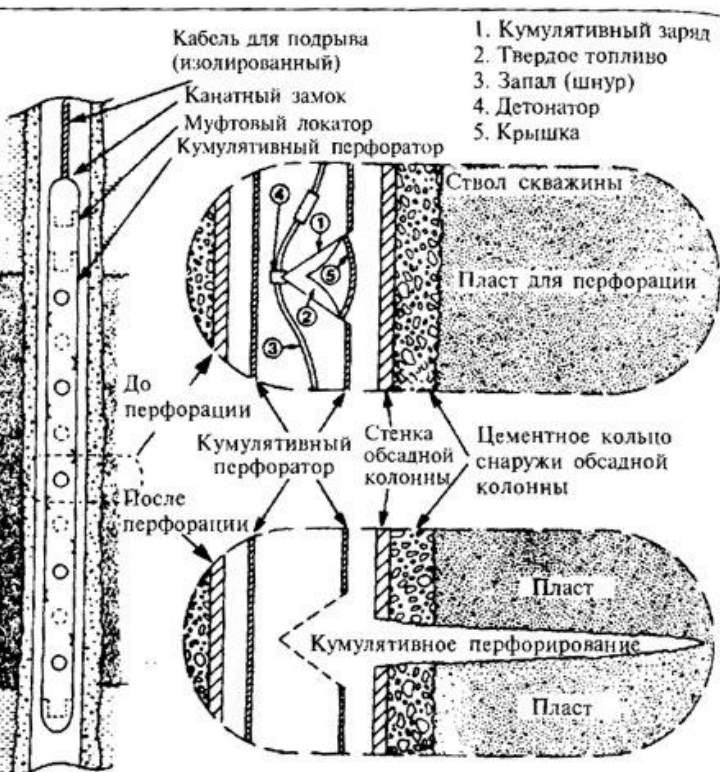
- Перфорация скважин (от лат. perforatio - пробуривание) - пробивание отверстий в стенках буровой скважины против заданного участка продуктивного пласта с целью получения или усиления притока воды, нефти, газа в добычную скважину или пласт
- Выбор метода решается с учётом геологии пласта, конструкции скважины, условий бурения, техникой данных перфораторов, сопутствующих перфорации побочных эффектов и др. факторов. При этом определяются тип перфоратора, плотность прострела, технология последующих работ. Характер вскрытия при перфорации изучается на специальных стендах, где определяются размеры каналов и особенности движения жидкости или газа в образце до и после прострела в условиях, приближённых к скважинным. Качество перфорации - один из важнейших факторов, определяющих эффективность эксплуатации скважин.



Кумулятивная перфорация

Кумулятивный перфоратор - устройство для перфорационных работ в скважине, действие которого основано на кумулятивном эффекте.

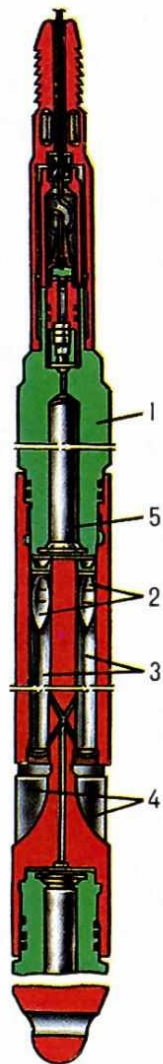
- Сущность кумулятивного эффекта заключается в том, что при взрыве заряда, обладающего выемкой, симметричной относительно направления распространения взрывной волны, происходит направленное истечение продуктов взрыва.



Глубина пробивания (в зависимости от типа)
от до 300 мм
Корпусный
кумулятивный
перфоратор
множественного
использования:

1 - головка; 2 - корпус; 3 - детонирующий шнур; 4 - кумулятивный заряд; 5 - герметизирующее уплотнение; 6 - взрывной патрон; 7 - наконечник.

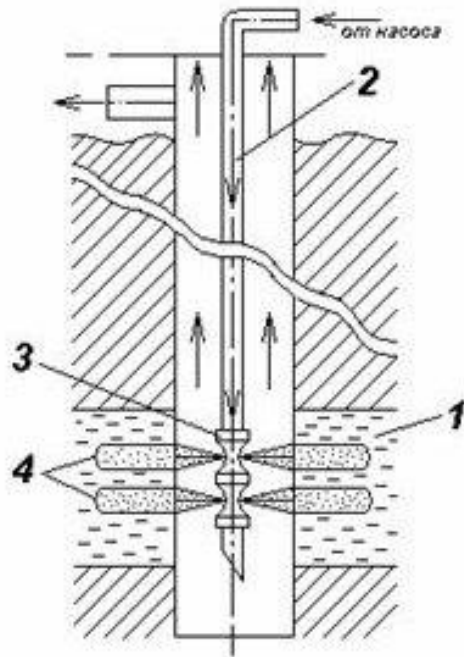
Пулевая перфорация



- Пулевые перфораторы представляют собой короткоствольные оружейные системы, в которых пули разгоняются по стволу за счет энергии расширяющихся пороховых газов и, приобретая достаточную кинетическую энергию на выходе из ствола, пробивают преграду.
- Глубина пробивания (в зависимости от типа) от 140 до 200 мм
- За один спуск вскрывают до 2-3 м пласта с плотностью 5 отверстий на метр
- Применяются в пластах сложенных слабосцементированными непрочными породами, хрупкими
- Скорость пули - 900 – 1000 м/с

1 - корпус; 2 - пуля; 3 - канал перфоратора; 4 - отклоняющий участок;
5 - пороховой заряд.

Гидропескоструйная перфорация



- 1 – зона обработки;
- 2 – насосно-компрессорная труба;
- 3 – гидроперфоратор;
- 4 – гидроперфорационные каналы

- Гидропескоструйная перфорация основана на абразивном и гидромониторном разрушении преград. При этом в пласте высоконапорными струями жидкости с песком, закачиваемой в скважину с поверхности по трубам и истекающей из сопел устройства, образуются глубокие чистые полости и каналы. Метод сложен.

В качестве жидкости-песконосителя в нефтяных скважинах применяют нефть, в нагнетательных - воду. В качестве абразивной добавки используют отсортированный кварцевый песок крупностью 0,5 – 0,8 мм в количестве 50-100 г/л. Давление закачки составляет обычно 2-25 МПа, что обеспечивает скорость выходящей струи из насадки равной 200-250 м/с. Продолжительность перфорации одного интервала продуктивного пласта не превышает 0,25-0,5 часа. После завершения этой операции ее можно выполнить повторно в интервале, расположенном выше.

- Длина образовавшихся каналов от 0,25 до 1,5 м

3 Методы освоения нефтяных скважин

Освоение скважины - комплекс технологических операций по вызову притока и обеспечению ее продуктивности, соответствующей локальным возможностям пласта.

После проводки скважины, вскрытия пласта и перфорации обсадной колонны, призабойная зона и поверхность вскрытого пласта бывают **загрязнены тонкой глинистой взвесью или глинистой коркой**. Воздействие на породу ударных волн широкого диапазона частот при перфорации вызывает необратимые физико-химические процессы в пограничных слоях тонкодисперсной пористой среды, в результате чего **образуется зона с пониженной проницаемостью** или с полным ее отсутствием.

Цель освоения - восстановление естественной проницаемости коллектора.

Операции по вызову притока и освоению скважины сводятся к созданию на ее забое депрессии, т. е. давления ниже пластового.

- Приток жидкости в скважину возможен только в том случае, когда давление на забой в скважине меньше пластового давления.

$$\bullet p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}} = \Delta p,$$

- Где $p_{\text{пл}}$ – значение пластового давления
- $P_{\text{заб}} = \rho gh$ – значение забойного давления
- Δp – значение депрессии

- Поэтому все работы заключаются в понижении давления (создания депрессии) на забой и очистке забоя от грязи, бурового раствора и песка. Эти работы осуществляются различными способами в зависимости от характеристик горизонта (пласта), величины пластового давления, количества газа, содержащегося в нефти, и технической оснащенности.

Замена бурового раствора жидкостью меньшей ПЛОТНОСТИ

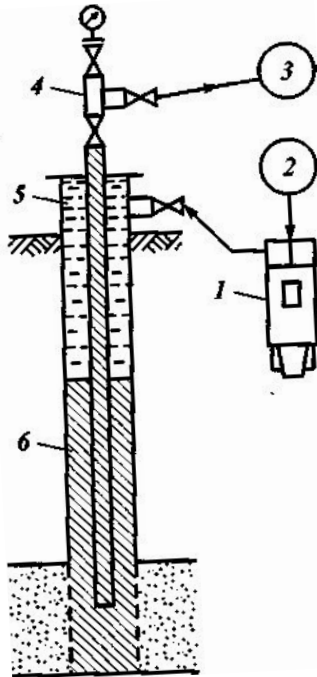
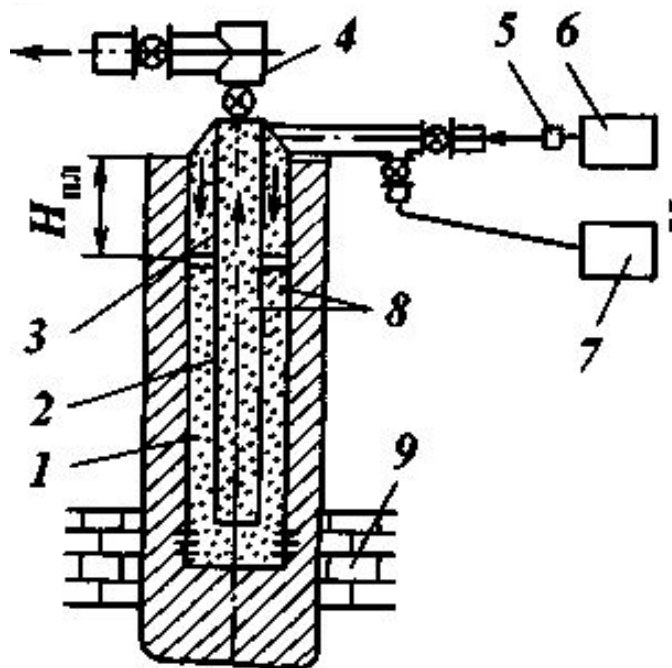


Схема обвязки оборудования для замены бурового раствора водой:

1 — насосный агрегат; 2 — емкость для воды (или водовод);
3 — емкость для сбора бурового раствора;
4 — устье скважины; 5 — вода;
6 — буровой раствор

- Закачивают жидкость меньшей плотности в затрубное пространство до полной замены ею раствора. Иногда закачку жидкости ведут в НКТ. Преимущество закачки жидкости в затрубное пространство заключается в том, что при получении притока до окончания замены раствора создаются нормальные условия для работы скважины и вынос твердых частиц из интервала перфорации более полный в связи с высокой скоростью движения жидкости.
- Целесообразно также предусматривать обработку закачиваемой жидкости ПАВ, чтобы попадающая в пласт жидкость не ухудшала его коллекторских свойств. Иногда депрессия, полученная в результате замены жидкостей, недостаточна для вызова притока из пласта. Тогда используют другие способы снижения давления на забой.

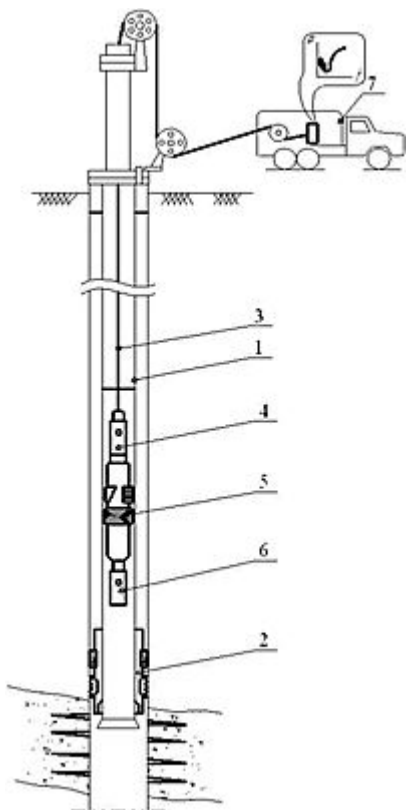
Вызов притока при помощи воздушной подушки



- Вызов притока достигают путем уменьшения уровня жидкости в скважине вследствие использования энергии сжатого воздуха.
- Согласно этому методу колонну НКТ опускают до верхних отверстий перфорации, а компрессор и насосный агрегат обвязывают с затрубным пространством при помощи устьевого оборудования как показано на рисунке
- В затрубное пространство компрессором нагнетают воздух, вследствие чего образуется воздушная подушка высотой H . 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. К моменту прекращения нагнетания воды ее столб над воздушной подушкой достигает высоты H_v . 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 методом воздушной подушки
- 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

Снижение уровня жидкости в скважине поршневанием (свабированием)



1 - колонна НКТ; 2 - пакер; 3 - кабель геофизический; 4 - скважинный прибор на кабеле; 5 - модуль пакера; 6 - скважинный прибор на кабеле; 7 - каротажный подъемник.

- Уровень жидкости в скважине снижают при помощи специального поршня (сваба) с обратным клапаном, допускающим переток жидкости через поршень только в одном направлении при спуске его в скважину. Диаметр поршня выбирают по диаметру труб с минимальным зазором.
- Этот способ освоения скважин используют при спущенных в скважину насосно-компрессорных трубах и установленной на устье фонтанной арматуре.
- Поршень, закрепленный на штанге, спускают в НКТ на стальном канате при помощи лебедки от тракторного подъемника или бурового станка на 100 — 300 м под уровень жидкости и с максимально возможной скоростью поднимают вверх, удаляя из скважины жидкость, находящуюся над поршнем. Эти операции повторяют до снижения уровня на заданную глубину или до получения притока пластового флюида.

Заключение

- Проблемы качественного и эффективного вскрытия продуктивных пластов, выбор типов и рецептур буровых растворов, крепления скважин с использованием тампонажных растворов, не ухудшающих характеристики продуктивных пластов, т.е. весь комплекс проблем по заканчиванию скважин остаются не до конца решенными, хотя за последние годы усовершенствовалась техника и технология для заканчивания скважин, созданы новые эффективные материалы, уверенно внедряются научные достижения в производство, сделан шаг вперед по оценке качества скважины как эксплуатационного объекта.