

Тампонажные материалы и оборудования для
цементирования скважин. Основные свойства
цементного раствора и камня.
Подготовительные работы и процесс
цементирования.

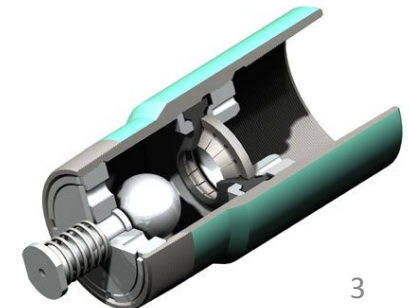
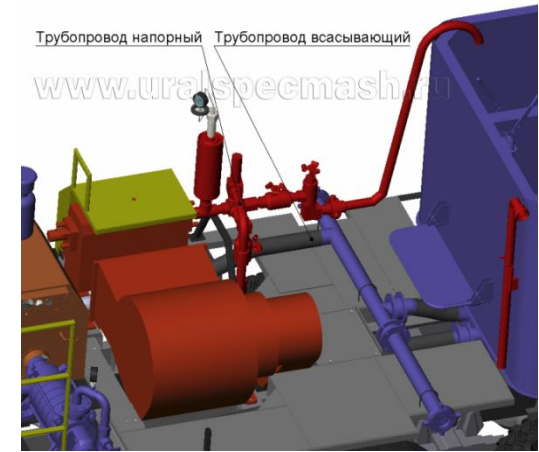
Часть 1. Работы после цементирования скважины

Работы после цементирования

Работы до скважины

После роста давления на цементировочном насосе (момент «Стоп») необходимо провести следующие операции:

1. Выключить цементировочный насос, закрыть кран на напорной линии агрегата, открыть КВД (кран высокого давления) на линии сброса («гусак») в мерный бак. После стравливания давления и возврата жидкости (обычно 300-400 литров в связи с расширением обсадных труб) необходимо записать/запомнить уровень в мерном баке продавочной жидкости.
2. Следить в течение 5-15 минут за уровнем жидкости в мерном баке.
3. В случае отсутствия роста уровня (**обратный клапан герметичен**) сбросить давление до атмосферного и приступить к демонтажу цементировочной головки (ЦГ). Сброс давления необходим для предотвращения разрыва колонны при ОЗЦ за счет нагрева жидкости.
4. В случае роста уровня в мерном баке (**обратный клапан негерметичен**) необходимо произвести одну-двухкратную попытку восстановления его герметичности закачиванием и возвратом излившейся жидкости. При отсутствии результата необходимо повторно закачать в обсадную колонну продавочную жидкость в объеме, излившемся при снижении давления, при этом создав избыточное давление, которое на 0,5-0,7 МПа превышает рабочее давление, и закрыть кран на ЦГ. При это во время ОЗЦ необходимо контролировать давление на цементировочной головке, не допуская его превышения (за счет нагрева жидкостей) более чем на 0,7 МПа. После прекращения его роста избыточное давление в ЦГ снижают до атмосферного.



Работы после цементировании

Работы во время сважины

- В период ОЗЦ обсадную колонну не разружают на забой, подвешивают на талевой системе буровой установки или разгружают на роторный стол, что исключает изгиб колонны под действием собственного веса и обеспечивает возможность в случае самопроизвольного роста нагрузок на крюке снижать их до определенной величины. (п.237 **Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности:** «Обсадную колонну на время ОЗЦ необходимо оставлять на весу».)
- По окончании цементировании при наличии пластов с АВПД или газовых горизонтов рекомендуется герметизировать затрубное пространство превентором и обеспечить дежурство «продавочного» цементирующего агрегата.
- При риске ГНВП в период ОЗЦ наряду с герметизацией затрубного пространства в нем создают избыточное давление.
- Во время ОЗЦ проводится очистка цементирующего оборудования от цементного раствора.



Работы после цементирования

Работы во время скважины

Не позднее, чем через 24 часа проводится гамма-гамма цементометрия (модулем сканирующим гамма-дефектомер-толщиномером СГДТ).

Метод гамма-гамма цементометрии обсаженных скважин основан на регистрации рассеянного гамма-излучения. Метод применяется для оценки качества цементирования обсадной колонны и основан на зависимости интенсивности рассеянного гамма-излучения от плотности вещества основных сред, слагающих скважину. Основными средами являются жидкость, находящаяся внутри обсадной колонны; стальная колонна обсадных труб; тампонажный или буровой раствор в затрубном пространстве; горные породы, слагающие разрез скважины.

При этом:

- определяется высота подъема тампонажного раствора в затрубном пространстве;
- определяется плотность вещества в затрубном пространстве: интегральная, селективная, максимальная и минимальная;
- оценивается однородность заполнения затрубья тампонажной смесью;
- определяется эксцентриситет колонны в скважине;
- определяется средняя по периметру толщина стенки труб обсадной колонны;
- определяется местоположения соединительных муфт,



Работы после цементировании

Работы после скважины

После окончания установленного срока ОЗЦ (в среднем 8-24 часа; в практике, пока не затвердеет отобранный при приготовлении тампонажный раствор) произвести:

- **Для кондуктора:**

монтаж нулевого патрубка, колонной головки, ПВО, устьевой воронки, опрессовка глухих плашек и колонны через линию дросселирования, сборка и спуск КНБК, опрессовка трубных плашек и колонны через линию дросселирования, разбуривание элементов технологической оснастки, цементного стакана, выход из-под башмака на 1-3 м, опрессовка цементного камня за кондуктором через линию дросселирования. Причем в случае присутствия в паспорте технологической оснастки отметки о возможности ее разбуривания долотами PDC, ее разбурку можно совместить с бурением следующего интервала (сокращается число рейсов).

- **Для эксплуатационной колонны (если она последняя):**

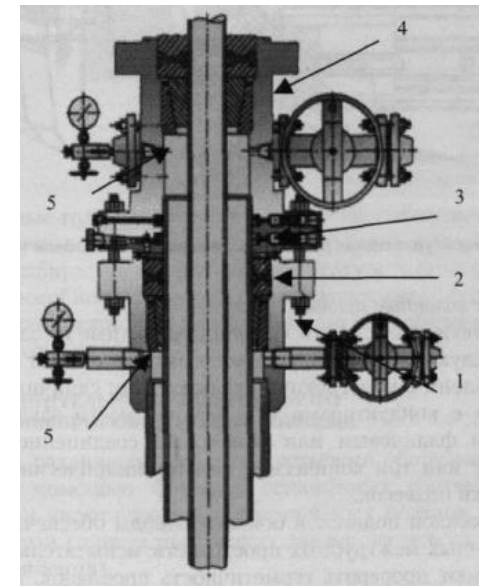
в случае необходимости разбуривание элементов ненормативного цементного стакана (так называемая «нормализация забоя», т.к. зона смещения тампонажного раствора и продавочной жидкости может оказаться и выше цементирующей пробки, ее необходимость определяется после ГИС), демонтаж ПВО (при клиновой подвеске), натяжение незацементированной части колонны, посадка колонны на клинья, монтаж фонтанной арматуры (ФА), опрессовка колонны через ФА, опрессовка межколонного пространства через колонную головку.

- **Для промежуточной и эксплуатационной колонны (если она не последняя):**

демонтаж ПВО (при клиновой подвеске), натяжение незацементированной части колонны, посадка колонны на клинья, монтаж ПВО, через линию дросселирования опрессовка глухих плашек и колонны, сборка и спуск КНБК, разбуривание элементов технологической оснастки и цементного стакана, выход из-под башмака на 1-3 м, опрессовка цементного камня за колонной, опрессовка межколонного пространства через колонную головку.

- **Для цементируемого хвостовика:**

демонтаж ПВО, монтаж фонтанной арматуры, опрессовка эксплуатационной колонны и хвостовика через



Работы после цементировании

Работы после скважины

п.243 ПБНиГП: Все кондукторы, промежуточные и эксплуатационные колонны, несущие на себе противовибросное оборудование, после установки цементных мостов для изоляции опробованных объектов, после окончания ОЗЦ должны подвергаться испытанию на герметичность и качество цементировании».

п.244 ПБНиГП: Испытание **кондукторов** и **промежуточных колонн** на герметичность проводится опрессовкой с заполнением их водой от устья до глубины 20 - 25 м, а в остальной части – продавочной жидкостью.

Эксплуатационная колонна испытывается на герметичность опрессовкой с предварительной заменой бурового раствора на техническую воду (в том числе минерализованную). В скважинах, на устье которых избыточного давления может не быть, эксплуатационная колонна дополнительно должна испытываться на герметичность **снижением уровня воды** до динамического уровня при механизированной добыче нефти.

п.245 ПБНиГП: В процессе испытания колонн на герметичность способом опрессовки создаваемое внутреннее давление на трубы должно превышать **не менее чем на 10% возможное давление**, возникающее при ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов, а также при опробовании и эксплуатации скважины. **Колонна считается герметичной, если в течение 30 минут давление опрессовки снизилось не более чем на 5 кгс/см² (0,5 МПа).**

п.246 ПБНиГП: После разбуривания цементного стакана и выхода из-под башмака на 1 - 3 м производится **опрессовка прибашмачной зоны открытого ствола скважины**. Давление опрессовки определяется необходимостью обеспечения герметичности цементной крепи за башмаком колонны при закрытии устья скважины во время открытого фонтанирования.

п.247 ПБНиГП: В газовых и газоконденсатных скважинах, а также в нефтяных скважинах с высоким (более 200 м³/т) газовым фактором, газонагнетательных скважинах с ожидаемым избыточным давлением на устье более 100 кгс/см² (10 МПа) приустьевая часть колонны вместе с колонной головкой после опрессовки водой **дополнительно опрессовывается инертным газом (азотом)** давлением в соответствии с рабочим проектом.

п.248 ПБНиГП: Способ, параметры и технология опрессовки межколонного пространства устанавливаются рабочим проектом. Межколонное пространство на устье скважины опрессовывается водой или незамерзающей жидкостью на давление, не превышающее остаточную прочность предыдущей колонны и прочность на сжатие цементного камня заколонного пространства. **Межколонное пространство считается герметичным, если в течение 30 (тридцати) минут давление опрессовки снизилось не более чем на 5 кгс/см² (0,5 МПа).** Разрешается по согласованию с пользователем недр (заказчиком) производить опрессовку межколонного пространства воздухом.

Работы после цементирования

Работы после скважины

Во всех разведочных скважинах наряду с опрессовкой колонны рекомендуется проводить **проверку на герметичность путем снижения уровня**. Причем, если плотность бурового раствора была более 1400 кг/м^3 предварительно производится его замена на воду.

Колонна считается выдержавшей испытание, если отсутствует выделение газа либо подъем раствора выше допустимого уровня (не считая первоначального повышения уровня за счет стока жидкости со стенок колонны). Замеры проводятся по истечении 1 ч после стабилизации температуры.

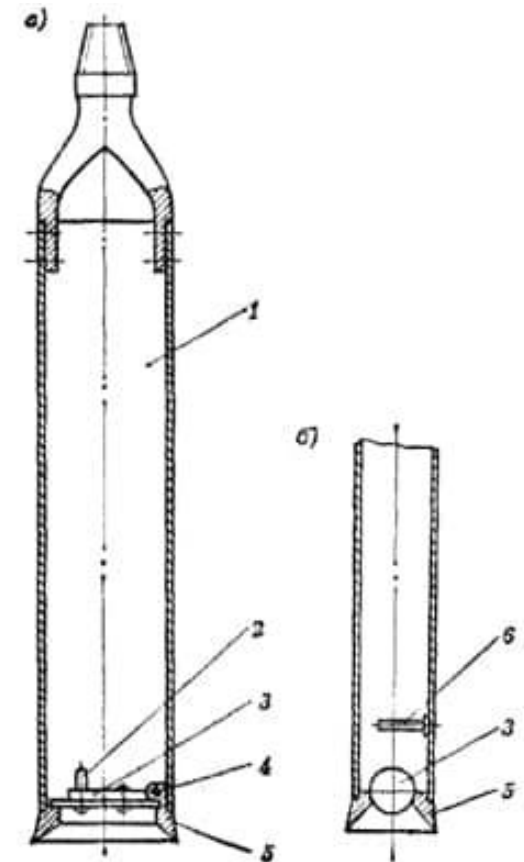
Для испытания обсадных колонн на герметичность путем понижения уровня используют **компрессор** или **желонку**, опускаемую в скважину на канате.

Величина снижения уровня жидкости при испытании на герметичность

Глубина скважины, м	до 500	500-1000	1000-1500	1500-2000	более 2000
Величина снижения уровня, м, не менее	400	500	650	800	1000

Допустимое повышение уровня жидкости при испытании на герметичность

Глубина скважины, м		до 400	400-600	600-800	800-1000	более 1000
Допустимое повышение уровня, м, не более	114-219	0,8	1,1	1,4	1,7	2
	более 219	0,5	0,8	1,1	1,3	1,5



Желонка:

- а) с плоским клапаном;
- б) с шариковым клапаном;
- 1 – труба, 2 – отбивной штифт, 3 – клапан,
- 4 – ось, 5 – башмак, 6 - ограничитель

Работы после цементирования

Работы после скважины

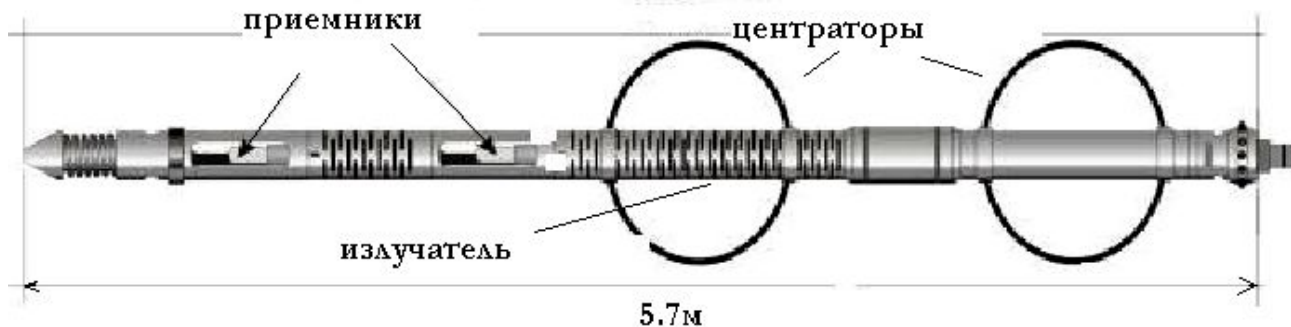
Не ранее, чем через 48 часов проводится акустическая цементометрия АКЦ (например, модулем АК-М).

Изучение качества цементирования затрубного пространства акустическим каротажем основано на различии затухания и скорости распространения упругих колебаний в зависимости от плотности сцепления цементного камня с колонной и стенкой скважины.

По полученной диаграмме определяются:

- Высота подъема цемента за колонной;
- Наличие или отсутствие цемента за колонной;
- Присутствие каверн, каналов и трещин в цементном камне;
- Качество сцепления цемента с колонной и стенкой скважины;
- Характеристику процесса формирования цементного камня во времени (путем сопоставления результатов временных замеров).

Плохому сцеплению может соответствовать наличие вертикального канала в цементном кольце, эксцентричное положение колонны по сечению скважины, наличие зазора между колонной и цементным кольцом, заполненным промывочной жидкостью или глинистой коркой, плохое качество цементного раствора, которое возможно вследствие перемешивания его с промывочной жидкостью в процессе цементирования скважины.



Часть 2. Осложнения и аварии при креплении скважин

Осложнения и аварии при креплении скважин

Производственный опыт показывает, что при долговечности скважин $T_c = 10$ лет теряется до 75 % доступных к извлечению запасов, от 10 до 20 лет – 25-50 %, и при $T_c \geq 30$ лет всего лишь 10-15 %.

В связи с этим качество крепления скважин имеет актуальное значение.

Осложнение – это замедление (приостановление) непрерывного цикла строительства скважины, вызванное влиянием природных и/или геологических факторов.

Основные осложнения при цементировании скважин:

- поглощения тампонажного раствора;
- осыпи и обвалы стенок скважины.
- флюидопроявления.

Авария – это нарушение технико-технологического цикла строительства скважины, в результате которого требуется проведение специальных работ.

Аварии из-за неудачного цементирования, к числу которых относятся:

1. Недоподъем тампонажного раствора в затрубном пространстве до необходимого уровня.
2. Оставление в обсадной колонне тампонажного раствора, для удаления которого требуются дополнительные работы («козел» - ненормативный цементный стакан).
3. Прихват затвердевшим цементным раствором колонны бурильных труб, на которых спускался хвостовик.

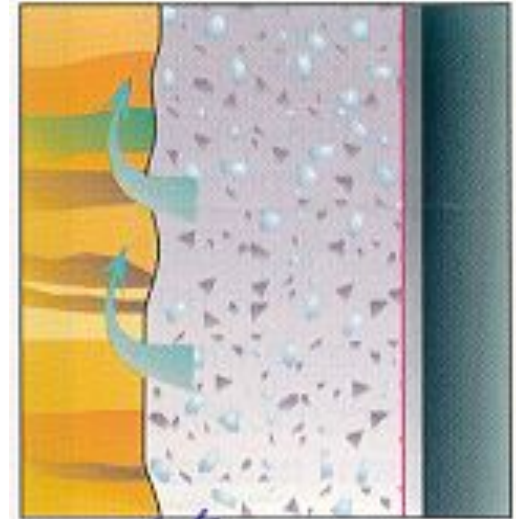
Аварии с обсадной колонной – это аварии со спускаемыми,¹¹

Осложнения при цементировании скважин

Поглощения тампонажного раствора

Основные причины:

1. Наличие высокопроницаемых горных пород, склонных к поглощениям жидкостей, в том числе пластов с АНПД.
2. В процессе цементирования забойное давление всегда должно быть больше пластового. Из-за репрессии фильтрат тампонажного раствора неизбежно уходит в проницаемые породы.



Дополнительные причины:

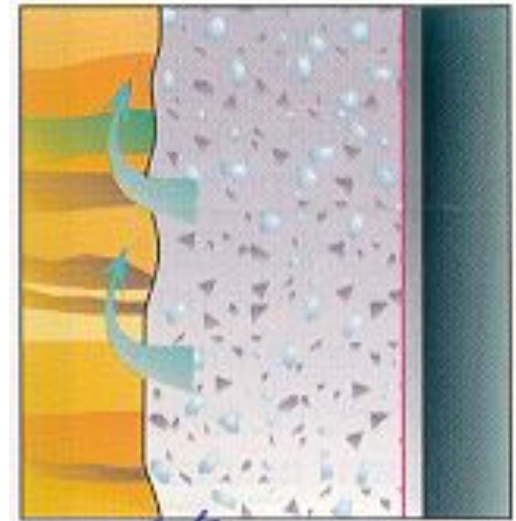
- 1) Некачественная подготовка ствола скважины (незакрепление осложненных интервалов).
- 2) Неправильно выбранная рецептура буферной жидкости.
- 3) Неправильно выбранная рецептура тампонажного раствора, в результате высокое значение водоотдачи, плотности, вязкости.
- 4) Использование «лежалых» цементов, что приводит к увеличению вязкости тампонажных растворов.
- 5) Неправильный выбор способа цементирования (повышенное забойное давление, особенно при закачке последних порций тампонажного раствора).
- 6) Неправильный выбор режима цементирования (повышенная скорость циркуляции, следовательно, высокое гидродинамическое давление).
- 7) Остановки прокачки тампонажного раствора. Когда на пласты создается давление, близкое к давлению гидроразрыва, даже незначительные остановки весьма опасны, т.к. последующее даже небольшое увеличение давления при возобновлении циркуляции раствора приведет к поглощениям и даже к ГРП.
- 8) Гидроразрыв пласта в процессе цементирования.

Осложнения при цементировании скважин

Поглощения тампонажного раствора

Последствия:

1. Загрязнение продуктивных пластов.
2. Недоподъем тампонажного раствора до необходимого уровня.
3. Преждевременное загустевание тампонажного раствора с оставлением «козла».
4. Межпластовые перетоки (в связи с изменением свойств тампонажного раствора, в том числе из-за отдачи поглощенного бурового раствора при ОЗЦ).
5. Газонефтеводопроявления вследствие снижения уровня жидкости в затрубном пространстве.



Способы предупреждения:

При проектировании процессов крепления скважины	При цементировании скважины
<ul style="list-style-type: none">•правильно выбрать способ и режимы цементирования;•проектировать использование облегченного тампонажного раствора.	<ul style="list-style-type: none">•не завышать значения водоотдачи, плотности и вязкости тампонажного раствора;•не допускать остановки циркуляции тампонажного раствора;•не отклоняться от выбранного режима цементирования;•использование СКЦ для контроля основных параметров.
При подготовке к спуску и спуске обсадной колонны	
<ul style="list-style-type: none">•не превышать скорость спуска обсадной колонны;•обеспечивать плавный пуск насоса при промежуточных и заключительной промывках (при использовании насоса с нерегулируемым	

Осложнения при цементировании скважин

Осыпи и обвалы стенок скважины

Причины:

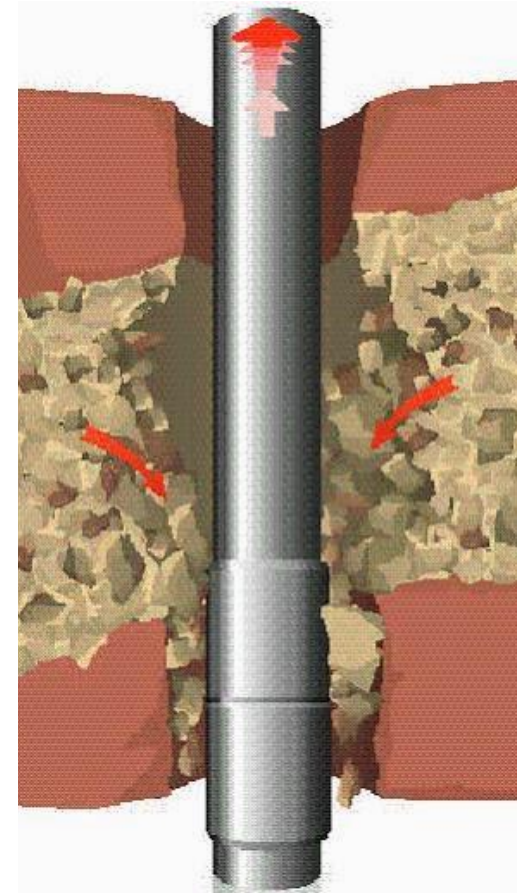
1. Наличие интервалов, склонных к осыпям и обвалам.
2. Некачественная подготовка ствола скважины (незакрепление осложненных интервалов).
3. Низкая седиментационная устойчивость тампонажного раствора, в результате оседание твердой фазы, образование в верхней части водяных поясов (карманов), что может привести к уменьшению репрессии на пласты, к набуханию глин, растворению солей.
4. Снижения уровня жидкости в затрубном пространстве в результате гидроразрыва пласта, т.е. в результате снижения противодействия на пласты.

Последствия:

1. Межпластовые перетоки в связи с потерей качества тампонажного раствора, смешенного с частицами осыпанных горных пород.
2. Невозможность дальнейшей прокачки тампонажного раствора, сопровождающаяся резким скачком давления на цементирующей головке (в результате - «козел» или недоподъем тампонажного раствора).

Способы предупреждения:

1. Качественная подготовка ствола скважины перед креплением скважины.
2. Использование тампонажных растворов с достаточной седиментационной устойчивостью.
3. Соблюдение режимов цементирования.
4. Мониторинг состояния скважины и пласта в процессе цементирования.

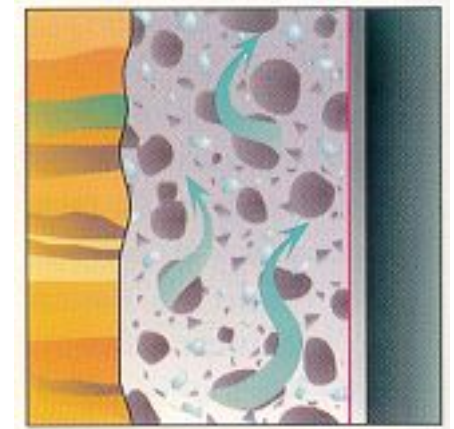


Осложнения при цементировании скважин

Газонефтеводопроявления

Причины:

1. Наличие интервалов с АВПД.
2. Снижение уровня жидкости в затрубном пространстве в результате интенсивных поглощений жидкостей, т.е. в результате снижения



противодавления на пласты.

Последствия:

1. Межпластовые перетоки в связи с потерей качества тампонажного раствора при его смешении с пластовыми флюидами.
2. Необходимость ликвидации ГНВП.

Способы предупреждения:

1. Исключение падения уровня жидкости в затрубном пространстве (постоянный контроль за наличием циркуляции раствора в скважине).
2. Закрепление осложненных горизонтов.
3. Соблюдение режимов цементирования.
4. Цементирование с противодавлением. Для этого при закрытом превентором затрубном пространстве производят закачку тампонажного раствора с противодавлением, регулируя интенсивность выхода бурового раствора.

Аварии из-за неудачного цементированния скважин

Недоподъем тампонажного раствора

Причины:

1. Поглощения тампонажного раствора.
2. Закупорка ствола скважины осыпавшимися горными породами.
3. Неверно рассчитанный объем скважины (не учитывается реальный коэффициент кавернозности).
4. Неверно рассчитанный необходимый объем тампонажного раствора, продавочной жидкости (без учета сжимаемости продавочной жидкости).
5. Остановка процесса нагнетания тампонажного раствора вследствие недохода пробки до «стоп-кольца» (например, в связи с внутренними дефектами обсадных труб»), использовании некачественных продавочных пробок, негерметичности обратного клапана, поломки цементировочной техники, негерметичности цементировочной головки и нагнетательных линий.
6. Раннее загустевание тампонажного раствора вследствие:
 - отфильтрования тампонажного раствора;
 - применение лежалых цементов;
 - некачественного приготовления тампонажного раствора;
 - неправильного учета температур и давлений в скважине;
 - образования зоны смешения тампонажного раствора с буровым или буферной жидкостью;
 - длительном времени цементированния (время продавки превышает время загустевания).

Оставление в обсадной колонне тампонажного раствора

Причины формирования ненормативного цементного стакана («козла») идентичны причинам недоподъема тампонажного раствора.

Разрыв сплошности цементного камня

Причинами могут являться дефекты обсадных труб, образование зоны смешения тампонажного раствора с другими жидкостями, движение тампонажного раствора «языком»¹⁶.

При этом следует отметить, что в ряде случаев причиной образования «козла» могут быть некачественные

Аварии из-за неудачного цементирования скважин

Способы ликвидации

1. В случае **недоподъема тампонажного раствора** необходимо проведение **наращивания цементного камня** в затрубном пространстве. При этом наращивание возможно осуществлять тремя способами:
 - а) Обратное цементирование без прострела отверстий** (жидкость над цементным кольцом продавливается в поглощающий горизонт) проводится в следующих случаях:
 - наличии поглощения при закачке промывочной жидкости прямым способом;
 - если поглощающая зона расположена над уровнем наращиваемого цементного кольца на расстоянии не более 100 метров.
 - б) Прямое цементирование** через сделанные в обсадной колонне на расстоянии от 50 до 100 метров от цементного кольца перфорационные отверстия с предварительной герметизацией трубного пространства (с помощью взрывного пакера или цементного моста). Причем в колонне над отверстиями нужно предусматривать цементный стакан высотой не менее 10 метров.
 - с) Обратное цементирование** через сделанные в обсадной колонне на расстоянии от 50 до 100 метров от цементного кольца перфорационные отверстия с предварительной герметизацией трубного пространства (с помощью пакера или цементного моста). Оно производится в случаях, когда:
 - восстановлена циркуляция раствора;
 - расчетное давление продавки тампонажного раствора при прямом цементировании превышает давление гидроразрыва либо допустимое внутреннее давление обсадных труб.
2. В случае **оставления в обсадной колонне тампонажного раствора** необходимо либо поднять обсадную колонну вместе с тампонажным раствором (если позволяет грузоподъемность буровой установки), либо путем обратной промывки вытеснить его из обсадной колонны. Если не получится, то единственным вариантом остается длительное и не всегда дающее положительные результаты разбуривание цементного стакана, при котором к тому же возможно повреждение обсадной колонны. В случае потери циркуляции при продавке тампонажного раствора (поглощения раствора) для предотвращения оставления «козла» в любом случае необходимо продавить оставшийся тампонажный раствор до момента «Стоп».
3. **Разрыв сплошности цементного камня** ликвидируется способами, аналогичными способам ликвидации негерметичности обсадной колонны (представлены дальше).
4. **Прихват затвердевшим цементным раствором колонны бурильных труб, на которых спускался хвостовик**, можно предотвратить предусмотрением аварийного разъединения бурильных труб от хвостовика.

Аварии с обсадными колоннами

Аварии со спускаемыми обсадными колоннами:

1. **Прихваты обсадных колонн** в связи с некачественной подготовкой ствола скважины перед спуском, недостаточным количеством смазочных добавок в буровом растворе, наличием в стволе резких изменений кривизны и азимута, длительными остановками во время спуска ОК (также возможен дифференциальный прихват).
2. **Падение обсадных труб** в связи с неисправностями оборудования спуско-подъемного комплекса буровой установки (элеваторов, клиньев и т.д.), наличием уступов в стволе скважины, что приводит к открытию элеватора, некачественной нарезкой резьб на обсадных трубах, свинчиванием резьбовых соединений с перекосом их осей, приложением растягивающих нагрузок выше допустимых, сильным или слабым скручиванием труб, неправильным сопряжением резьб трубы и муфты.
3. **Смятие обсадных труб** в связи с несвоевременным доливом жидкости в обсадную колонну, чрезмерной разрузкой обсадной колонны на забой скважины.

Аварии со спущенными и зацементированными обсадными колоннами:

1. **Смятие обсадных труб** в связи с неправильно рассчитанной толщиной стенки обсадных колонн, обвалами стенок скважины выше цементного кольца.
2. **Разрыв труб внутренним давлением** в связи с неправильно рассчитанной толщиной стенки обсадных колонн, преждевременным загустеванием тампонажного раствора.
3. **Отсоединение нижних труб обсадной колонны во время разбуривания цементного стакана.**
4. **Прорезание обсадной колонны и забуривание нового ствола при разбуривании технологической оснастки** в связи с тем, что частицы металла от них оседают на забое, образуя как бы клинья, которые способствуют прорезанию колонны.
5. **Протирание обсадных труб при проводке скважины под нижеследующие колонны**, которое особо интенсивно происходит в сильно искривленных скважинах.
6. **Негерметичность обсадной колонны** в связи с разрывами труб внутренним давлением, смятием труб, протиранием их при проводке скважины под нижеследующие колонны, утечками по резьбе из-за неправильного свинчивания или некачественной смазки, коррозией, дефектами труб и т.д.
7. **Межпластовые перетоки и флюидопроявления после затвердевания тампонажного раствора.**

Аварии с обсадными колоннами

1. При **прихвате обсадной колонны** пытаются восстановить циркуляцию промывочной жидкости и одновременно расхаживать обсадную колонну. Если нет результатов, то пытаются освободить колонну при помощи ванны или сплошной промывки нефтью или кислотами. В случае прихвата обсадной колонны без циркуляции бурового раствора ее пытаются восстановить благодаря отверстиям, простреленным в обсадной колонны выше прихваченной области. Если нет результата проводится либо ликвидация скважины, либо цементирование колонны в данном положении с последующим бурением под нижеследующую колонну, либо прихваченную обсадную колонну извлекают (сначала обрезают/откручивают неприхваченный участок, потом труборезкой разрезают прихваченные трубы на части и поднимают их с помощью труболовки; возможен вариант срезания колонны с предварительным ее обуриванием).
2. При **падении обсадных труб** их извлекают ловителем и труболовкой.
3. При **отсоединении нижних труб обсадной колонны при ее спуске** необходимо поднять колонну, извлечь отсоединенный участок, продолжить спуск колонны. Также можно попытаться соединить эти части путем спуска направляющего конуса с последующим вращением и спуском верхней секции на нижнюю.
4. При **смятии зацементированных обсадных труб** спускают печать или видеокамеру для выяснения формы и степени смятия. Далее место смятия выправляют с помощью различных оправок, закрепляют цементным раствором либо перекрывают другой колонной (летучкой).

При использовании **грушевидных оправок** их проталкивают внутри смятой трубы и извлекают назад с помощью ясса. Возможен последовательный спуск оправок разного диаметра, начиная с наименьшей.

Более совершенный инструмент – **роликовая оправка** составленная из



*Грушевидная
оправка*



*Роликовая
оправка*

Аварии с обсадными колоннами

При негерметичности обсадной колонны вначале проводят поинтервальную опрессовку колонны снизу-вверх с применением съемного пакера для определения местоположения негерметичности. Далее возможны следующие варианты ликвидации:

1. Цементирование под давлением (так называемое «вторичное цементирование»).

Для этого сквозь негерметичную часть продавливается тампонажный раствор (возможен вариант с наполнителями), после ОЗЦ проводится опрессовка колонны. Иногда проводится закачка в несколько ступеней, далее напротив негерметичного участка устанавливается цементный мост под давлением с последующей его разбуркой и опрессовкой негерметичного участка. Способ применяется редко ввиду слабой его эффективности.

Для ликвидации негерметичных резьбовых соединений обсадных колонн хорошо себя зарекомендовала закачка фильтрующих полимерных составов, превращающихся в предельном состоянии в газонепроницаемый камень (отверждающиеся составы) или гель (гелеобразные составы). Также известны варианты использования синтетических смол.

2. Применение «летучек» (хвостовиков).

При этом летучка устанавливается таким образом, что ее «голова» находится над негерметичным участком, а башмак садится на забой скважины. Для обеспечения большей герметичности под «головой» устанавливается пакер, а зону ниже пакера цементируют.

В случае незначительного негерметичного участка применяют укороченный хвостовик-вставку, нижнюю и верхнюю части которой герметизируют пакерами.

Недостатком метода является сужение проходного сечения скважины.

3. Докрепление негерметичных резьбовых соединений.

Метод применим для докрепления незацементированной части обсадной колонны. При этом незацементированная часть разгружается с колонной головки, производится довинчивание ротором, затем доводят нагрузку на крюке до первоначального веса и сажают на колонную головку. Серьезным недостатком метода является сложность контроля за крутящим моментом.

4. Отвинчивание негерметичного участка обсадных труб с последующим соединением с новыми трубами.

При этом производится последовательное сверху-вниз откручивание и извлечение поврежденных труб трубуловками, спуск новых труб с их соединением с оставшимися с помощью специального метчика (колокола) либо скручиванием. Повсеместное применение сдерживается ограничениями по глубине, а также невозможностью ликвидации ГНВП при этом.

5. Обрезка обсадной колонны с последующим соединением с новыми трубами.

Для этого производится обрезка обсадной колонны ниже негерметичного участка, ее извлечение из скважины, спуск новых труб и их соединение с оставшимися при помощи ремонтного овершота. Применение данного способа сдерживается трудоемкостью и невозможностью в ряде случаев извлечения обрезанного участка труб.

6. Изоляция с помощью «пластырей» (гофрированной манжеты).

При этом интервал негерметичности перекрывается специальными гофрированными трубами, выравнивающимися под давлением и при развальцевании, на наружную поверхность которых наносится слой стекловолокна с эпоксидным клеем для большей герметичности.

7. Отсекание негерметичного участка пакерами.

При этом производится откачка пластового флюида через НКТ, на которые устанавливаются пакера для

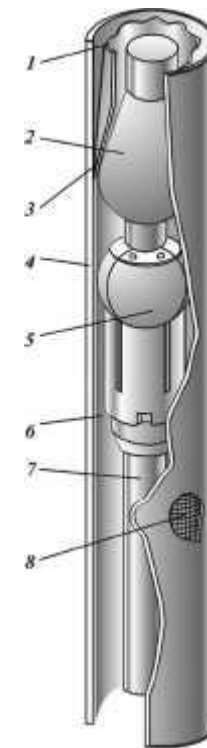


Схема установки гофрированной манжеты в обсадной колонне:

- 1 - гофрированная манжета;
- 2 - конус оправки;
- 3 - расправленный участок манжеты;
- 4 - обсадная колонна;
- 5 - шаровая пружинная цапга;
- 6 - стопор;
- 7 - доливной клапан;
- 8 - поврежденный участок колонны

Межпластовые перетоки и

базонефтеводопроявления

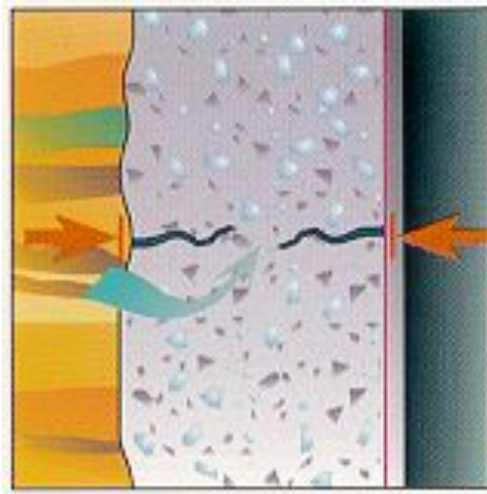
Бурение и пробивка скважины

Причины:

1. образование толстых рыхлых фильтрационных корок из-за использования буровых растворов с высокой водоотдачей;
2. деформации цементного камня вследствие ударных (механических) нагрузок и гидравлических воздействий при бурении интервала под следующую обсадную колонну.

Способы предупреждения:

1. Использование качественного бурового раствора.
2. Умеренные параметры режима бурения под нижеследующие колонны.



**Разрушение
цементного камня**

Причины:

1. действие на стенки скважины, обсадную колонну и цементный камень больших динамических давлений из-за высокой скорости спуска обсадной колонны;
2. спуск не всех запроектированных элементов технологической оснастки (особенно центраторов, турбулизаторов).

Способы предупреждения:

1. Контроль скорости спуска обсадной колонны.
2. Спуск всех запроектированных элементов технологической оснастки.

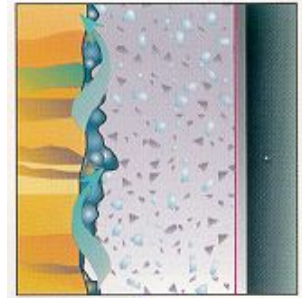
Межпластовые перетоки и газоносность скважин

Причины:

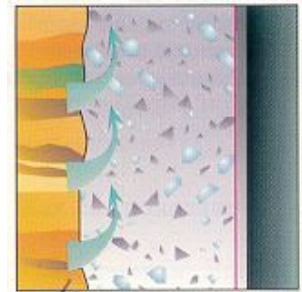
1. наличие невытесненного бурового раствора, глинистой пленки на обсадной колонне, глинистой корки на стенках скважины;
2. нарушения герметичности обсадной колонны либо устьевого оборудования, в связи с этим аэрация тампонажного раствора;
3. образование флюидопроводящих каналов в начальный период ОЗЦ при падении гидростатического давления столба тампонажного раствора и возникновении давления, направленного из пласта в скважину;
4. формирование зазоров вследствие различных процессов, сопровождаемых твердение цементного раствора: усадка, контракция, осмос и др.;
5. применение тампонажного раствора с высокой водоотдачей, низкими прочностью, адгезией и седиментационной устойчивостью.

Способы предупреждения:

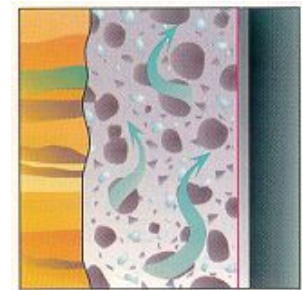
1. Грамотное использование технологической оснастки.
2. Обеспечение турбулентного режима течения тампонажного раствора.
3. Вращение и расхаживание обсадной колонны при цементировании.
4. Создание противодействия на цементное кольцо в период ОЗЦ.
5. Использование качественного тампонажного раствора, в том числе с расширяющимися добавками.



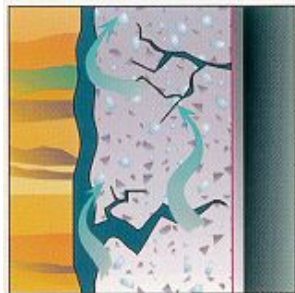
Некачественное удаление БР, фильтрационной корки



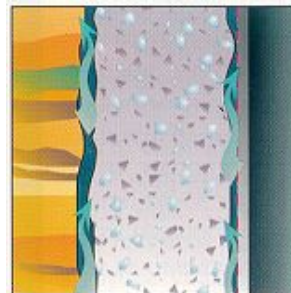
ГНВП при падении давления при ОЗЦ



Высокая проницаемость ТР



Сильная усадка



Некачественное сцепление на границах разделов

Межпластовые перетоки и

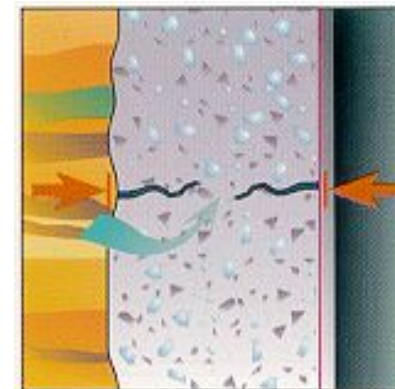
Перфорация, разрушение цементного камня, гидроразрыв пласта в газонефтеводопроявлении

Причины:

1. Деформации цементного камня вследствие ударных (механических) нагрузок и гидравлических воздействий.

Способы предупреждения:

1. Использование безударных способов перфорации (например, гидромеханическая щелевая).
2. Пробки, обратный клапан, цементный камень и башмак следует разрушать со сниженной нагрузкой и производительностью насоса во избежание сообщения колонне и цементному камню высокой ударной нагрузки.
3. Использование более качественного тампонажного раствора нормальной плотности в нижней части обсадной колонны.



Разрушение цементного камня

Эксплуатация скважины

Причины:

1. температурные деформации вследствие различия упругих свойств стали и цементного камня;
2. напорное воздействие пластовых флюидов;
3. химическая, физическая, биологическая и другие виды коррозии цементного камня;
4. температурные изменения в зависимости от способа эксплуатации.

Способы предупреждения:

1. Использование разделительных пакеров (наливных, набухающих) на обсадной колонне.
2. Эксплуатация при небольшой депрессии.

Факторы, определяющие качество крепления

1. Геологические факторы: **СКВАЖИНЫ**

термобарические условия в скважине (повышенная температура, пласты с АВПД и АНПД, осложненные интервалы), тектонические нарушения, ФЕС коллектора и степень его неоднородности, положение продуктивных пластов по отношению к подошвенным и пластовым водам.

2. Техничко-технологические факторы:

состояние ствола скважины (интервалы проявлений и поглощений, кавернозность, кривизна и перегибы ствола, толщина фильтрационной корки); качество информации по результатам ГИС, конструкция обсадной колонны и состав технологической оснастки (величина зазора, длина и диаметр колонн, расстановка технологической оснастки); тампонажные материалы (состав, физико-механические свойства коррозионная устойчивость тампонажного раствора (камня)); технологические параметры цементирования (объем и вид буферной жидкости, скорость восходящего потока, расхаживание и вращение колонн); уровень технической оснащенности процесса цементирования.

3. Организационные факторы:

уровень квалификации членов тампонажной бригады; степень соответствия процесса цементирования технологическому регламенту; степень надежности цементировочной схемы.