

**Лекция 11. РАБОТЫ ПОСЛЕ
ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ.
ОСЛОЖНЕНИЯ И АВАРИИ ПРИ
ЦЕМЕНТИРОВАНИИ**

Автор: доцент кафедры бурения
скважин Ковалев А.В.

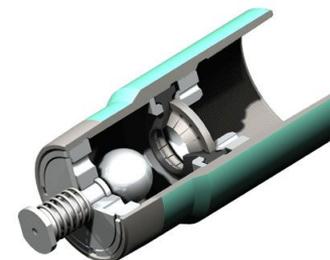
Часть 1. Работы после цементирования скважины

Работы после цементировании

Работы до ОЗЦ Скважины

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

1. Выключить цементирующий 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**) приступить к демонтажу цементирующей 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 этом во время ОЗЦ необходимо контролировать давление на цементирующей 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. Причем возможен обратный переток с небольшой



Работы после цементировании

• *Работы во время* **сважины**

- Обсадную колонну не разрушают на забой, подвешивают на талевой системе буровой установки или разгружают на роторный стол, что исключает изгиб колонны под действием собственного веса. (п.237 Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности: «Обсадную колонну на время ОЗЦ необходимо оставлять на весу»). Известны случаи подвешивания колонны на талевой системе буровой установки, что обеспечивает возможность в случае самопроизвольного роста нагрузок на крюке снижать их до определенной величины.
- 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.



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,

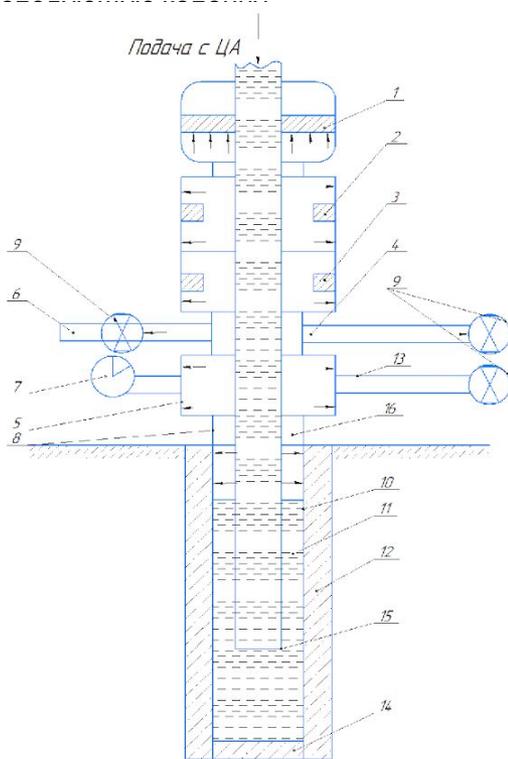


Работы после цементирования

Работы после ОЗЦ

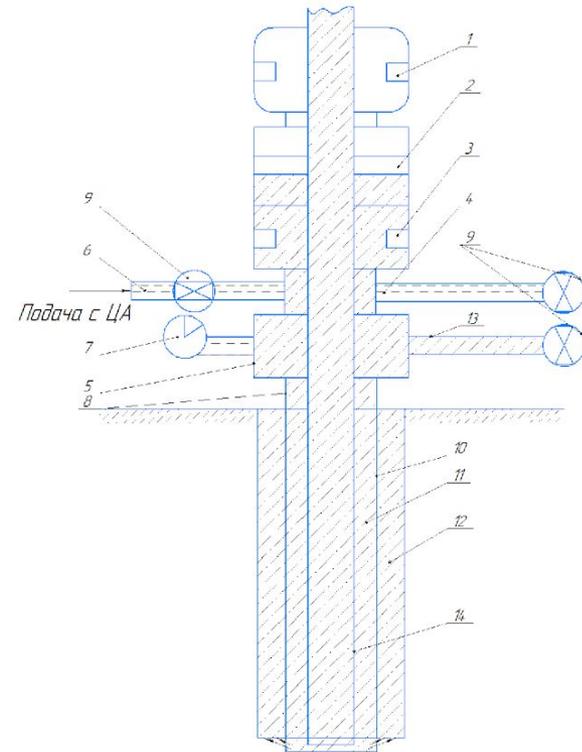
Скважины

6. Подъем бурового раствора из колонны. Опрессовка приустьевой части азотом при закрытом ПУГе.
7. Опрессовка выкидных линий.
8. Разбуривание технологической оснастки обсадной колонны и цементного стакана, углубление на 1–3 метра и опрессовка цементного кольца.
9. Тест на приемистость (Leak-off Test). В пласт под башмаком кондуктора закачивается жидкость до возникновения ее поглощения, т.е. определяется давление поглощения. Эти данные необходимы для проектирования эквивалентной плотности бурового раствора при бурении пс



Опрессовка приустьевой части азотом:

- 1 – ПУГ (закрыт); 2 – плашечный превентор с трубными плашками (плашки открыты); 3 – плашечный превентор с глухими плашками (плашки открыты); 4 – линия дросселирования; 5 – колонная головка; 6 – линия глушения; 7 – манометр; 8 – нулевой патрубок; 9 – задвижки; 10 – кондуктор; 11 – буровой раствор; 12 – цементный камень; 13 – линия долива и опрессовки межколонного пространства; 14 – цементный стакан и оснастка низа обсадной колонны; 15 – КНБК для разбурки оснастки и цементного стакана; 16 – азот



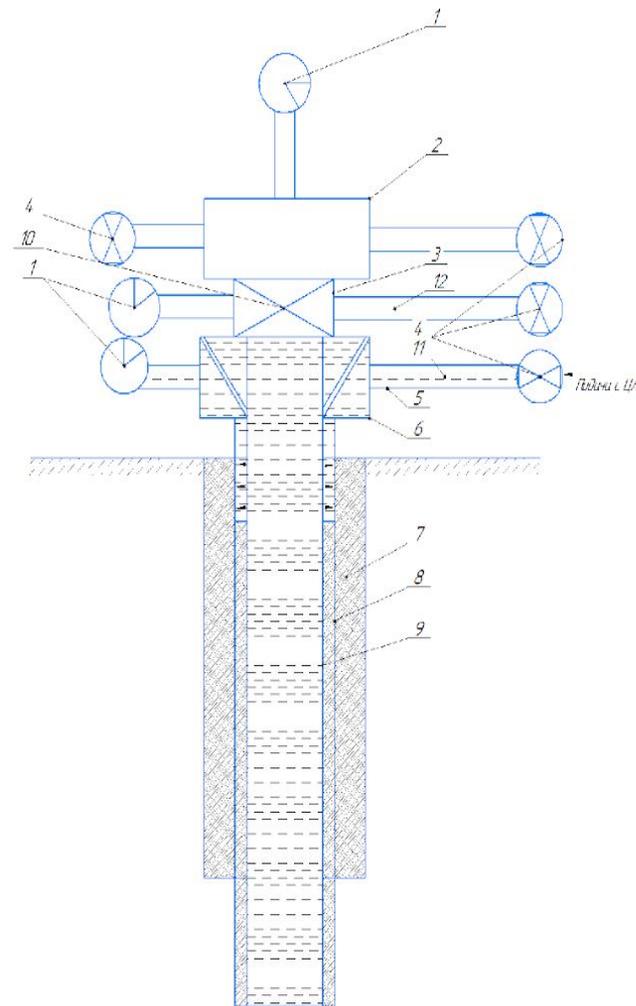
Опрессовка цементного кольца за кондуктором:

- 1 – ПУГ (открыт); 2 – плашечный превентор с трубными плашками (плашки закрыты); 3 – плашечный превентор с глухими плашками (плашки открыты); 4 – линия дросселирования; 5 – колонная головка; 6 – линия глушения; 7 – манометр; 8 – нулевой патрубок; 9 – задвижки; 10 – кондуктор; 11 – буровой раствор; 12 – цементный камень; 13 – линия долива и опрессовки межколонного пространства; 14 – КНБК для разбурки оснастки и цементного стакана

Работы после цементировани

Работы после ОЗЦ промежуточной или эксплуатационной колонны (если она не скважины)

1. Демонтаж ПВО, натяжение незацементированной части ЭК (при использовании клиновой колонной головки). Посадка ЭК на клинья.
2. Монтаж ПВО, смена трубных плашек на другой диаметр колонны.
3. При закрытых глухих плашках и открытой задвижке межколонного пространства опрессовка ПВО до конечных задвижек блока дросселирования совместно с эксплуатационной колонной.
4. Сборка и спуск КНБК для разбуривания оснастки низа обсадной колонны и цементного стакана. Опрессовка ЭК совместно с трубными плашками ПВО.
5. Разбуривание элементов технологической оснастки и цементного стакана, выход из-под башмака на 1–3 м, опрессовка цементного камня за колонной.
6. Подъем КНБК для снижения уровня в ЭК. Опрессовка приустьевой части азотом при закрытом ПУГ.
7. Опрессовка межколонного пространство незамерзающей жидкостью.



Опрессовка межколонного пространства:

- 1 – манометр; 2 – фонтанная арматура; 3 – трубная головка;
4 – задвижка; 5 – линия долива и опрессовки межколонного пространства; 6 – колонная головка;
7 – цементный камень; 8 – кондуктор; 9 – эксплуатационная колонна;
10 – пакер устьевой; 11 – незамерзающая жидкость

Работы после цементировании

Скважины

Работы после ОЗЦ эксплуатационной колонны (если она последняя):

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

Для цементируемого хвостовика:

1. демонтаж ПВО;
2. монтаж фонтанной арматуры;
3. опрессовка эксплуатационной колонны и хвостовика через ФА.

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 цементировании

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.

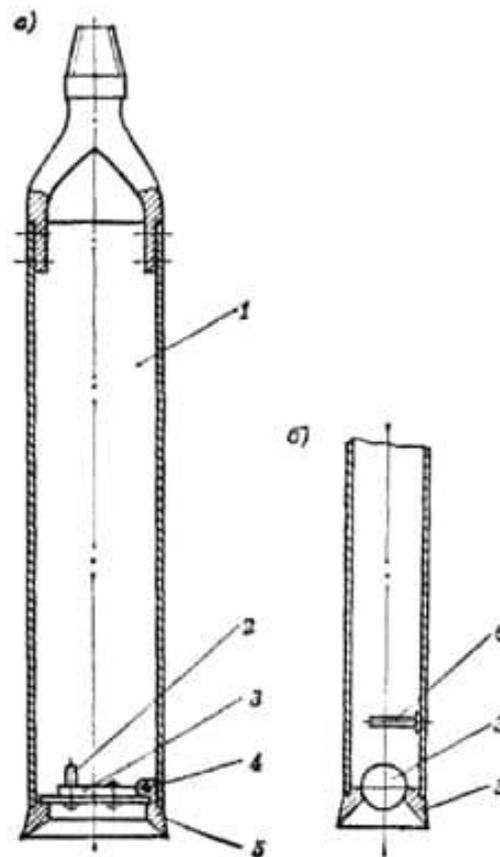
Для испытания обсадных колонн на герметичность путем понижения уровня используют **компрессор** или **желонку**, опускаемую в скважину на канате.

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

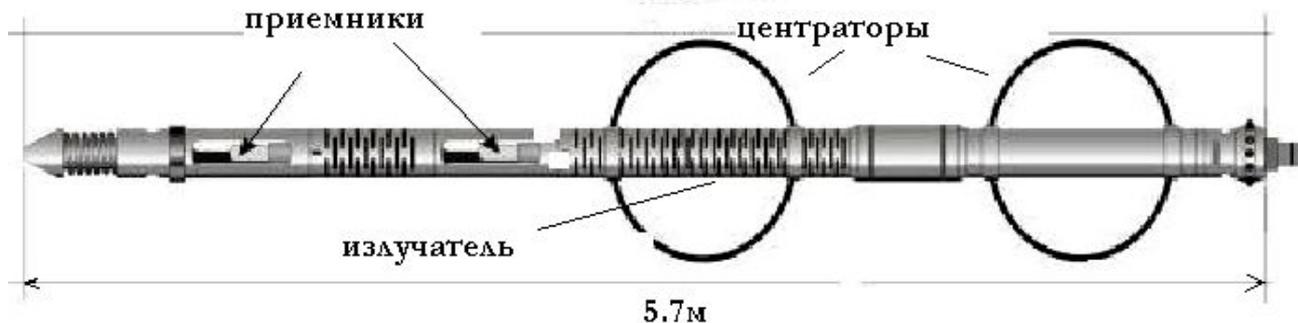
Не ранее, чем через 48 часов проводится акустическая цементометрия АКЦ (например, модулем АК-М).

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.

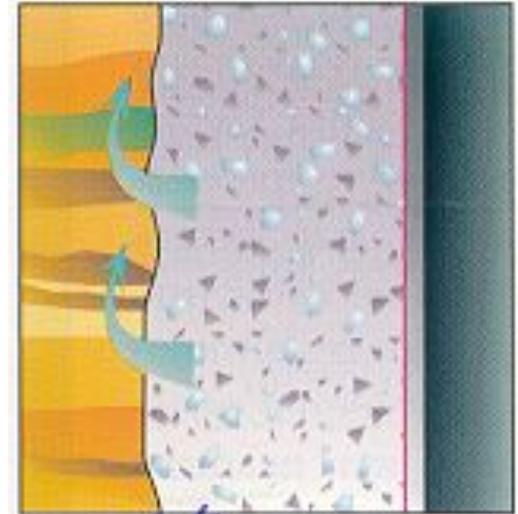
Аварии с обсадной колонной – это аварии со спускаемыми,¹⁴

Осложнения при цементировании скважин

Поглощения тампонажного раствора

Основные причины:

- наличие высокопроницаемых горных пород, склонных к поглощениям жидкостей, в том числе пластов с АНПД;
- превышение забойного давления над пластовым (из-за репрессии фильтрат тампонажного раствора неизбежно уходит в проницаемые породы).
- некачественная подготовка ствола скважины (незакрепление осложненных интервалов);
- требуемое удаление фильтрационной корки;
- неправильно выбранная рецептура буферной жидкости;
- неправильно выбранная рецептура тампонажного раствора, например, высокое значение водоотдачи, плотности, вязкости;
- неправильный выбор способа цементирования (повышенное забойное давление);
- неправильный выбор режима цементирования (малые кольцевые зазоры, повышенная скорость циркуляции, следовательно, высокое гидродинамическое давление);
- 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 или ГРП);
- гидроразрыв пласта в процессе цементирования или на более ранних этапах

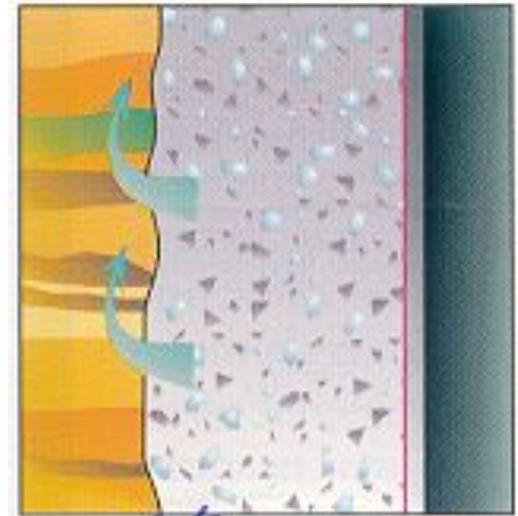


Осложнения при цементировании скважин

Поглощения тампонажного раствора

Последствия:

- Недоподъем тампонажного раствора до необходимого уровня.
- Разрыв сплошности цементного камня.
- Загрязнение продуктивных пластов.
- Межпластовые перетоки или коррозия обсадных труб (в связи с ухудшением свойств тампонажного раствора, в том числе из-за отдачи поглощенного бурового раствора при ОЗЦ).
- Газонефтеводопроявления вследствие снижения уровня жидкости в затрубном пространстве.



Способы предупреждения:

При проектировании процессов крепления скважины	При цементировании скважины
<ul style="list-style-type: none">• соответствие выбранного способа и режима цементирования геолого-техническим условиям;• проектировать использование облегченного тампонажного раствора;• подобрать оптимальные рецептуры жидкостей для цементирования.	<ul style="list-style-type: none">• качественно приготовить тампонажный раствор;• 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 приводом пуск насоса производить на 1-ом	

Осложнения при цементировании скважин

Осыпи и обвалы стенок скважины

Причины осыпей и обвалов стенок скважины:

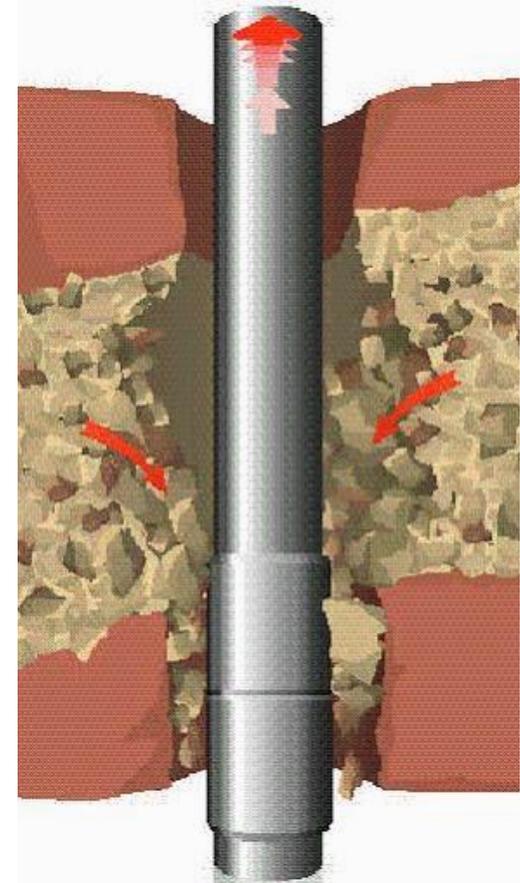
- наличие интервалов, склонных к осыпям и обвалам;
- некачественная подготовка ствола скважины (незакрепление осложненных интервалов);
- низкая седиментационная устойчивость тампонажного раствора, в результате оседание твердой фазы, образование в верхней части водяных поясов (карманов), что может привести к уменьшению репрессии на осложненные пласты, к набуханию глин, растворению солей и т.п.
- удаление фильтрационной корки буферной жидкостью несмотря на то, что создается цементная корка;
- снижение уровня жидкости в затрубном пространстве в результате гидроразрыва пласта, как результат, снижение противодавления на пласты.

Последствия осыпей и обвалов стенок скважины:

- Межпластовые перетоки или коррозия обсадных труб в связи с потерей качества тампонажного раствора, смешенного с частицами осыпавшихся горных пород.
- В случае обвалов невозможность дальнейшей прокачки тампонажного раствора, сопровождающаяся резким скачком давления на цементирующей головке (в результате – ненормативный цементный стакан и недоподъем тампонажного раствора).

Способы предупреждения осыпей и обвалов стенок скважины:

- подготовка ствола перед цементированием скважины;
- использование тампонажных растворов с достаточной седиментационной устойчивостью;
- соблюдение режимов цементирования;
- исключение падения уровня жидкости в затрубном пространстве

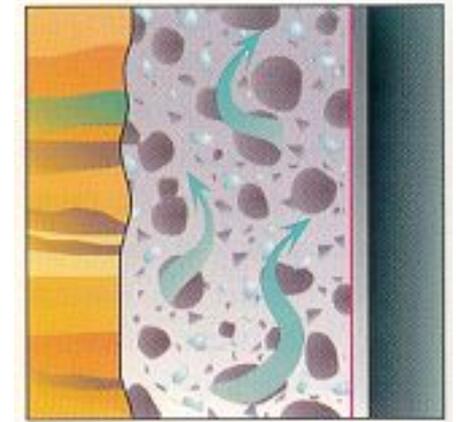


Осложнения при цементировании скважин

Газонефтеводопроявления

Причины ГНВП при цементировании:

- наличие интервалов с АВПД;
- вынужденное использование буферных жидкостей пониженной плотности;
- снижение уровня жидкости в затрубном пространстве в результате интенсивных поглощений жидкостей, т.е. в результате снижения противодавления на пласты.



Последствия ГНВП:

- Межпластовые перетоки в связи с потерей качества тампонажного раствора при его смешении с пластовыми флюидами.

Способы предупреждения ГНВП:

- исключение падения уровня жидкости в затрубном пространстве (постоянный контроль за наличием циркуляции раствора в скважине);
- закрепление осложненных горизонтов;
- соблюдение режимов цементирования;
- цементирование с противодавлением (для этого при закрытом преентором затрубном пространстве производят закачку тампонажного раствора с противодавлением, регулируя интенсивность выхода жидкостей).

Аварии из-за неудачного цементирования скважин

Недоподъем тампонажного раствора

Причины:

- поглощения тампонажного раствора;
- закупорка ствола скважины обвалившимися горными породами;
- неверно рассчитанный объем тампонажного раствора (не учитывается реальный коэффициент кавернозности вследствие недостоверности данных кавернометрии или их отсутствия);
- неверно рассчитанный необходимый объем продавочной жидкости (без учета сжимаемости продавочной жидкости);
- остановка процесса нагнетания тампонажного раствора вследствие недохождения пробки до «стоп-кольца» (например, в связи с внутренними дефектами обсадных труб), использовании некачественных продавочных пробок, поломки цементировочной техники, негерметичности цементировочной головки, нагнетательных линий или обсадной колонны;
- раннее загустевание тампонажного раствора вследствие отфильтрования тампонажного раствора, применения лежалых цементов, некачественного приготовления тампонажного раствора, неправильного учета температур и давлений в скважине, образования зоны смешения тампонажного раствора с буровым или буферной жидкостью, длительного времени цементирования (время цементирования превышает время загустевания тампонажного раствора).

Оставление в обсадной колонне тампонажного раствора

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

«Оголение» башмака обсадной колонны

Причинами могут являться неверно рассчитанный необходимый объем продавочной жидкости при проектировании или непосредственно при цементировании колонны при неполучении сигнала «Стоп» при разрушении пробки.

Разрыв сплошности цементного камня

Причинами могут являться дефекты обсадных труб, образование зоны смешения тампонажного раствора с другими жидкостями (например, при заполнении цементного раствора каверн), движение тампонажного раствора «языком».

Прихват затвердевшим цементным раствором колонны бурильных труб, на которых спускался хвостовик

Причиной этого может являться несрабатывание разъединителей в связи с непроведенными их опрессовкой и

Аварии из-за неудачного цементированния скважин

Способы ликвидации

1. В случае **недоподъема тампонажного раствора** необходимо проведение **наращивания цементного камня** в затрубном пространстве. При этом наращивание возможно осуществлять тремя способами:
 - a) **Обратное цементирование без прострела отверстий путем замещения жидкости над цементным кольцом тампонажным раствором** проводится в случае, когда верхний уровень цементного кольца расположен выше башмака предыдущей колонны или ниже, но нет достаточной приемистости. При этом закачка производится на малом расходе через трубы малого диаметра, спущенных в затрубное пространство (в случае недоподъема цементного раствора за кондуктором) либо через колонную головку (в случае недоподъема цементного раствора за последующими колоннами).
 - b) **Обратное цементирование без прострела отверстий путем продавки жидкости над цементным кольцом в пласт с достаточной приемистостью под башмаком колонны** проводится в случае, когда верхний уровень цементного кольца расположен ниже башмака предыдущей колонны.
 - c) **Прямое цементирование через проделанные в обсадной колонне на расстоянии от 50 до 100 метров от цементного кольца перфорационные отверстия** с предварительной герметизацией трубного пространства. Причем в колонне над отверстиями нужно предусматривать цементный стакан высотой не менее 10 метров.
 - d) **Обратное цементирование через проделанные в обсадной колонне на расстоянии от 50 до 100 метров от цементного кольца перфорационные отверстия** с предварительной герметизацией трубного пространства.
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.Герметизацию трубного пространства под зоной перфорацией осуществляют путем создания искусственного забоя (цементный мост, взрыв-пакер, разбуриваемый пакер, извлекаемый пакер с отворотным узлом и пропантом над ним).
2. В случае **оставления в обсадной колонне тампонажного раствора** единственным вариантом является иногда очень длительное разбуривание цементного стакана, при котором к тому же возможно повреждение обсадной колонны.
3. **Разрыв сплошности цементного камня, а также «оголение» башмака колонны** ликвидируется способами, аналогичными способам ликвидации негерметичности обсадной колонны.

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 **снятии 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

Классификация дефектов обсадной колонны:

1-я группа — дефекты металлургического производства (нарушения обсадных труб при изготовлении);

2-я группа — дефекты, возникающие при нарушениях правил погрузки, разгрузки, перевозки и хранения труб (нарушения обсадных труб при транспортировке и хранении);

3-я группа — дефекты, появляющиеся в процессе эксплуатации (нарушения обсадных труб при эксплуатации).

Способы восстановления герметичности обсадных колонн:

1. не уменьшающие внутренний диаметр обсадной колонны:

- герметизация резьбовых соединений колонны путем докрепления их в скважине;
- ремонтное цементирование скважины;
- замена поврежденной части колонны новой;

2. незначительно уменьшающие внутренний диаметр колонны:

- ремонтное цементирование скважины;
- установка металлических накладок;
- установка гофрированных пластырей;

3. существенно уменьшающие внутренний диаметр:

- спуск насосно-компрессорных труб с отсекающими пакерами;
- установку колонн-летучек;
- спуск дополнительной колонны.

Уменьшение внутреннего диаметра обсадной колонны приводит к затруднениям спуска эксплуатационного оборудования, а также проведения последующих ремонтных и исследовательских работ в скважине.

Аварии с обсадными колоннами

Способы определения интервала негерметичности обсадной

КОЛОННЫ:

- поинтервальная опрессовка колонны с применением съемного пакера (снизу-вверх, сверху-вниз, комбинированным способом);
- геофизическими исследованиями (РГД или УГДИС, термометрия при профиле приемистости или притока, АКЦ);
- с использованием скважинной видеокамерой.

Аварии с обсадными колоннами

Восстановление герметичности резьбовых соединений:

1. Докрепление негерметичных резьбовых соединений эксплуатационной колонны методом довинчивания обсадных труб с устья скважины применяют в вертикальных и наклонных скважинах для ликвидации негерметичности резьбовых соединений эксплуатационных колонн, расположенных в свободной, т.е. незацементированной и неприхваченной части обсадной колонны, не заклиненной посторонними предметами.

При этом незацементированная часть разгружается с колонной головки, производится довинчивание ротором, затем доводят нагрузку на крюке до первоначального веса и сажают на колонную головку.

Некоторые компании применяют профилактическое довинчивание эксплуатационной колонны в скважине после ОЗЦ до оборудования устья колонной головкой. В случае двухступенчатого цементирования довинчивание колонны осуществляется после затвердения цементного раствора нижней ступени.

Способ применялся только для вертикальных скважин, серьезным его недостатком является сложность контроля за крутящим моментом.

2. Тампонирующее негерметичных резьбовых соединений обсадных колонн нашло большее распространение. В качестве тампонирующих материалов используют фильтрующие полимерные составы, превращающиеся в предельном состоянии в газонепроницаемый камень (отверждающиеся составы) или гель (гелеобразующие составы). Допускается использование тампонирующих составов на основе минеральных вяжущих, фильтрат которых отверждается или образует гель.

Восстановление герметичности стыковочных устройств и муфт ступенчатого цементирования:

Если негерметичность стыковочного устройства или муфты ступенчатого цементирования характеризуется лишь падением давления в процессе опрессовки и непрерывная прокачка жидкости при допустимых давлениях для колонны невозможна, то каналы утечки изолируют одним из способов тампонирувания под давлением. Если пропускная способность каналов негерметичности позволяет вести непрерывную закачку жидкости при допустимых для колонны давлениях, ремонтно-изоляционные работы (РИР) проводят методами, используемыми для изоляции сквозных дефектов обсадных колонн.

Аварии с обсадными колоннами

Восстановление герметичности сквозных дефектов обсадных колонн:

1. Замену поврежденной части колонны производят при следующих условиях:

- дефектные и находящиеся выше них обсадные трубы расположены в незацементированной и неприхваченной части обсадной колонны, не заклиненной посторонними предметами;
- на извлекаемых трубах не установлены элементы технологической оснастки обсадных колонн (центраторы, заколонные пакеры и др.);
- извлекаемые обсадные трубы расположены в обсаженной или не склонной к обвалам части ствола скважины;
- давление гидроразрыва окружающих горных пород в зоне дефекта колонны составляет менее 50 % от давления опрессовки обсадной колонны, что обуславливает неэффективность применения цементирования под давлением;
- по условиям эксплуатации не допускается перекрытие дефекта колонны трубами меньшего диаметра, уменьшающими проходное сечение колонны;
- грузоподъемность наземных сооружений и механизмов обеспечивает подъем (спуск) извлекаемой части колонны.

При этом возможны отвинчивание или обрезка негерметичного участка обсадных труб с последующим соединением с новыми трубами.

В первом случае производится последовательное сверху-вниз отвинчивание и извлечение поврежденных труб труболовками, 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.

Во втором случае 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

Аварии с обсадными колоннами

Восстановление герметичности сквозных дефектов обсадных колонн:

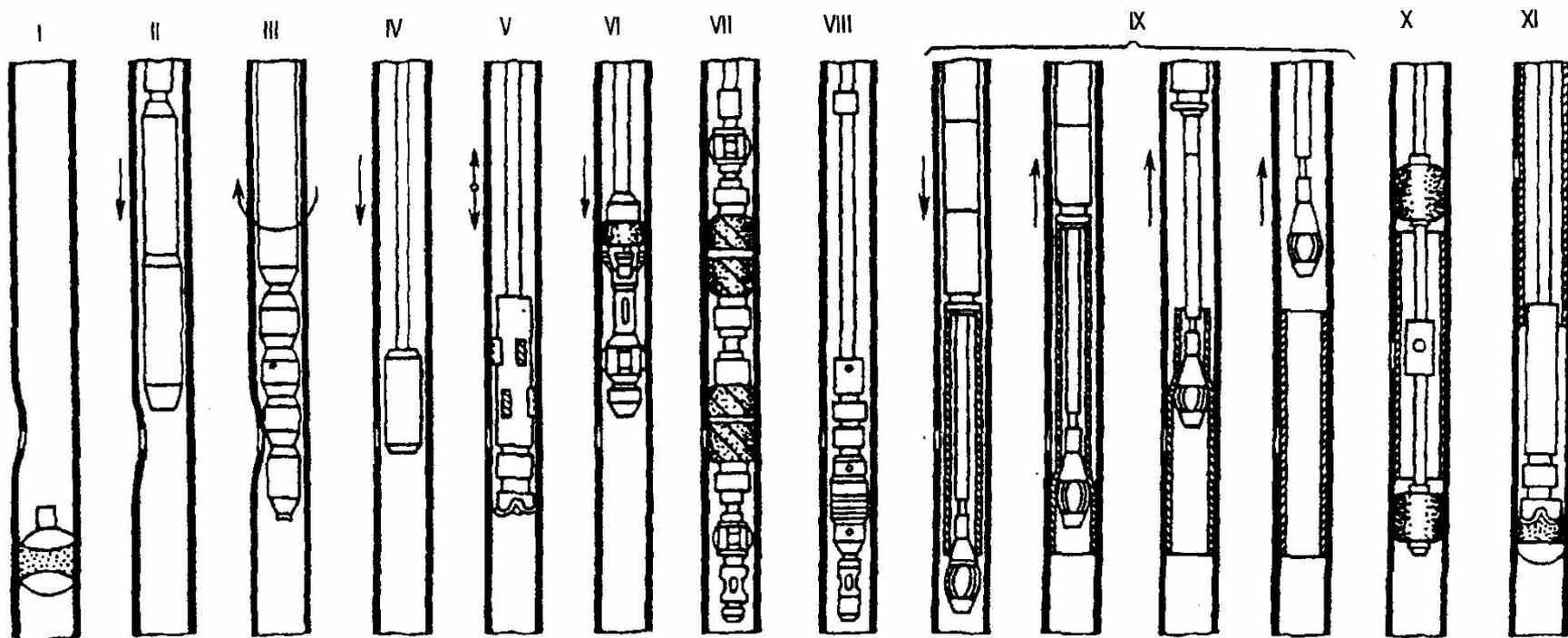
2. Перекрытие дефекта колонны трубами меньшего диаметра применяют в следующих случаях:

- тампонирующее устройство не обеспечивает требуемой степени герметичности обсадной колонны;
- колонна имеет несколько дефектов, устранение которых другими методами невозможно или экономически нецелесообразно;
- по условиям эксплуатации скважины допустимо перекрытие дефекта трубами меньшего диаметра, уменьшающими проходное сечение колонны.

Перекрытие дефекта колонны осуществляют следующими способами:

- спуском дополнительной колонны меньшего диаметра до забоя или интервала перфорации;
- спуском летучки, т.е. перекрытием дефекта трубами меньшего диаметра, длина которых определяется протяженностью негерметичного интервала колонны;
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.
- перекрытием дефекта тонкостенными металлическими пластырями, запрессованными в обсадную колонну (устройство Дорн).

Аварии с обсадными колоннами



Последовательность операций ремонта обсадных труб стальными продольно-гофрированными пластырями:

Первая группа — подготовительные работы

Операция I. Установка цементного моста для отсечения продуктивного пласта.

Операция II. Шаблонирование в целях проверки проходимости инструмента.

Операция III. Ликвидация смятия при его наличии (восстановление проходимости).

Операция IV. Определение местоположения дефекта (негерметичности).

Операция V. Подготовка (очистка) внутренней поверхности обсадной колонны в интервале дефекта.

Операция VI. Уточнение места дефекта.

Операция VII. Определение характера, формы и размера дефекта и более точного его местоположения.

Операция VIII. Определение (измерение) внутреннего периметра (диаметра) обсадной колонны в интервале дефекта.

Вторая группа — основные работы

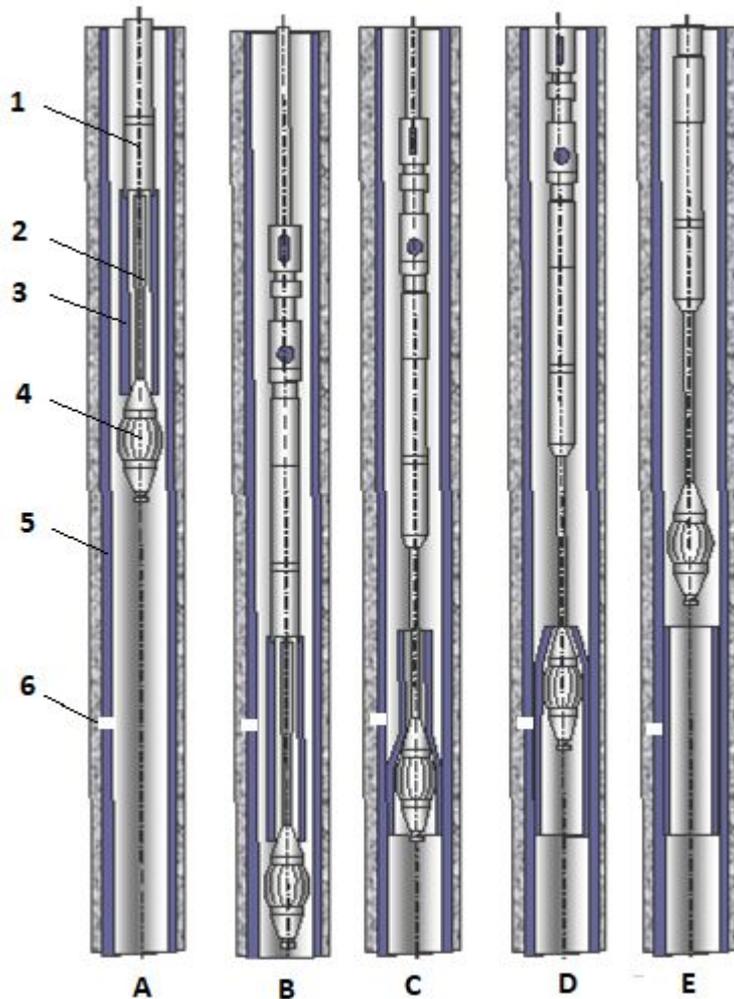
Операция IX. Транспортировка и установка пластыря в зоне нарушения герметичности обсадной колонны.

Третья группа — завершающие работы

Операция X. Испытание (опрессовка) на герметичность и прочность отремонтированного участка.

Операция XI. Разбуривание пробки-моста.

Аварии с обсадными колоннами



Последовательность операций по установке пластыря:

- 1 – силовые цилиндры; 2 – штанга; 3 – пластырь;
4 – дорнирующая головка; 5 – обсадная колонна;
6 – поврежденный участок обсадной трубы

Ремонт обсадных колонн стальными продольно-гофрированными пластырями.

Сущность метода заключается в укреплении ствола скважины в месте ее повреждения 6 путем расширения и запрессовки стального пластыря 3 внутри обсадной колонны 5.

Транспортирование, расширение и запрессовку осуществляют с помощью специальной дорнирующей головки 4, закрепленной на колонне насосно-компрессорных труб.

После запрессовки пластыря образуется двухслойная труба, зазоры которой заполнены уплотняющим составом, нанесенным на наружную поверхность пластыря. При этом проходное сечение обсадной колонны уменьшается на 6–6,5 мм. Весь процесс расширения и запрессовки происходит за один спуск инструмента в скважину.

Последовательность работ по установке пластыря:

А – спуск устройства с пластырем к дефекту (I этап);
В – заход головки в пластырь без давления на отрезке – протяжка силовыми цилиндрами (II этап);

С – расширение пластыря головкой на отрезке – предварительное сцепление пластыря с обсадной колонной протяжкой силовыми цилиндрами (III этап);

Д – расширение пластыря головкой при подъеме инструмента (IV этап);

Е – подъем инструмента.

Аварии с обсадными колоннами

Восстановление герметичности сквозных дефектов тампонированием является наиболее распространенным.

При этом известны следующие технологии:

- ***Установка цементного моста напротив интервала цементирования с последующим его разбуриванием.***
- Тампонирование под давлением через обсадную колонну.
- Тампонирование под давлением из НКТ и обсадную колонну.
- Тампонирование под давлением через НКТ, установленные над зоной ввода тампонирующей смеси за колонну.
- ***Тампонирование под давлением через НКТ, установленные под зоной ввода тампонирующей смеси за колонну.***
- Тампонирование под давлением с непрерывной прокачкой тампонирующей смеси по затрубному пространству.
- Тампонирование под давлением прокачкой тампонирующей смеси по затрубному пространству с остановками.
- ***Тампонирование под давлением с применением пакера.***

При этом в независимости от способа проводят следующие обязательные операции:

1. приготовление тампонирующей смеси;
2. доставка смеси к зоне ввода в объект изоляции;
3. задавливание раствора в объект эксплуатации;
4. удаление из колонны незадавленной части раствора до или после его твердения;
5. проверка качества изоляционных работ.

Аварии с обсадными колоннами

Ремонтное цементирование обсадных колонн

1. Установка цементного моста напротив интервала цементирования с последующим его разбуриванием.
2. Тампонирующее под давлением через НКТ, установленные под зоной ввода тампонирующей смеси за колонну:
 - нижний конец «перо» (срез) НКТ установить ниже зоны работ на 1–2 м или у нижней границы планируемого цементного стакана;
 - восстановить циркуляцию;
 - закачать требуемый объем тампонирующей смеси;
 - нижний конец НКТ поднять на 100-150 м выше зоны работ;
 - излишки смеси вымыть из скважины обратной промывкой;
 - закрыть выкид из затрубного пространства и задавить тампонирующую смесь в пласт;
 - оставить скважину в покое на период ОЗЦ под запланированным давлением.
3. Тампонирующее под давлением с применением пакера:
 - спустить НКТ с пакером, который расположить под зоной ввода тампонирующей смеси за колонну.
 - проверить чистоту спущенных труб, прокачав в НКТ промывочную жидкость в количестве, равном их внутреннему объему от устья;
 - установить пакер;
 - определить приемистость;
 - закачать тампонирующую смесь в НКТ;
 - продавить расчетным объемом промывочной жидкости;
 - если надпакерное затрубное пространство герметично, то для уменьшения осевой нагрузки на пакер рекомендуется в кольцевое пространство закачать промывочную жидкость и создать давление, допускаемое при опрессовке колонны;
 - задавить тампонирующую смесь в пласт;
 - сравнить давление в трубном и затрубном пространстве;
 - освободить пакер, контролируя распаковку расхаживанием колонны НКТ;
 - при наличии циркуляции излишки тампонирующей смеси вымыть из скважины;
 - поднять 100–150 м НКТ, заполнить скважину промывочной жидкостью и оставить в покое на ОЗЦ;
 - если подпакерное пространство не герметично, то оставить скважину под давлением

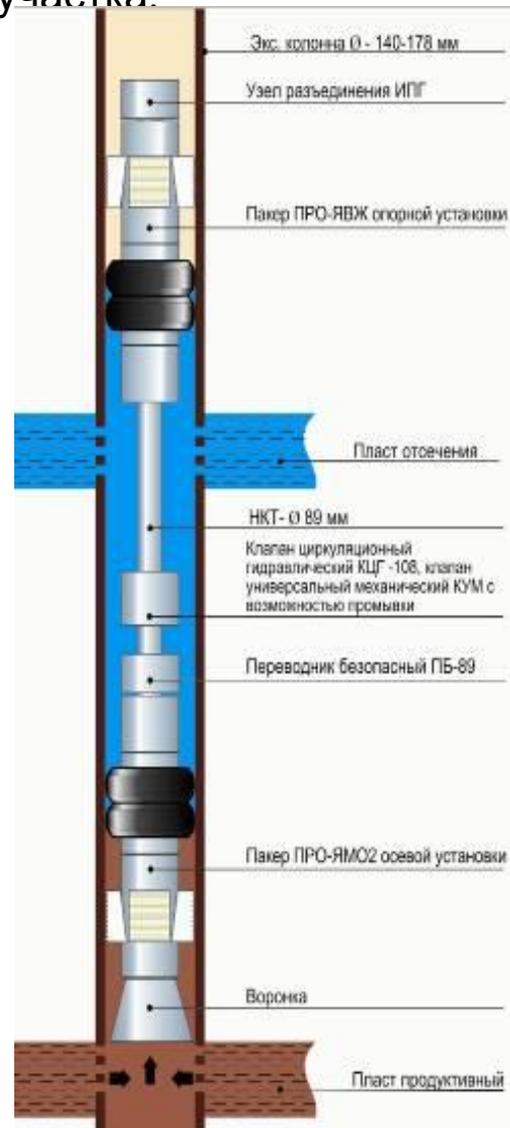
Аварии с обсадными колоннами

Отсекание негерметичного участка пакерами

При этом производится откачка пластового флюида через НКТ, на которые устанавливаются пакера для отсекаания негерметичного участка.



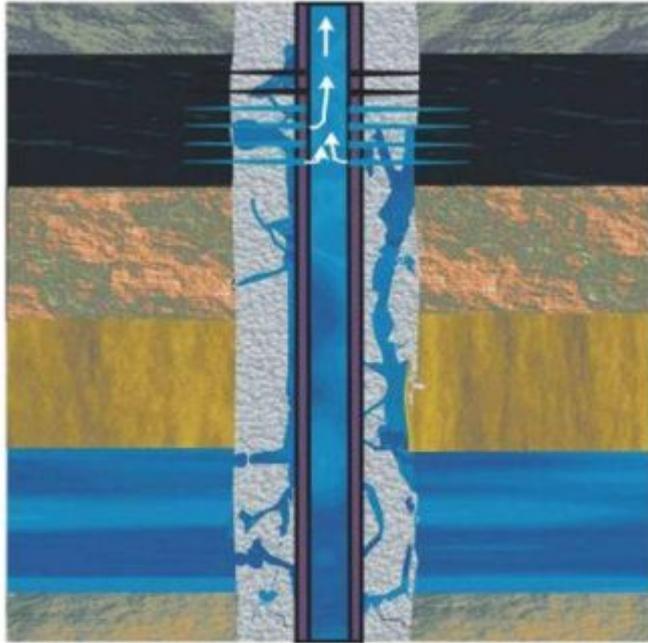
однопакерная компоновка



двухпакерная компоновка

Межпластовые перетоки и

флюидопроявления



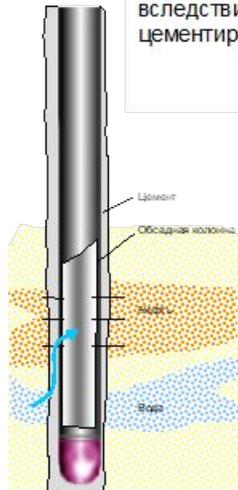
При этом возможны следующие проявления:

- раннее обводнение скважины;
- прорыв газа в перфорированную зону нефтяного пласта;
- загрязнение вышележащих водоносных горизонтов;
- уменьшение темпа отбора пластовых флюидов;
- образование грифонов и открытых фонтанов;
- смятие обсадной колонны и разрыв устьевого оборудования;
- ликвидация скважин или объектов эксплуатации.

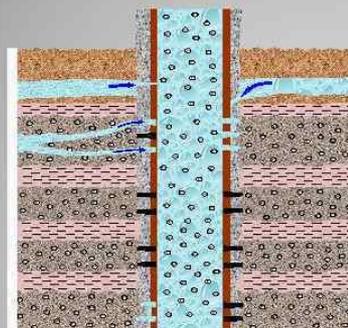
Возможные каналы перетока флюида:

- вся площадь кольцевого пространства в скважинах с недоподъемом цементного раствора до проектной высоты;
- часть кольцевого пространства, где имеются:
 - зона контакта цементного камня и стенок скважины;
 - зона контакта цементного камня и обсадной колонны;

Перетоки воды вследствие плохого цементирования



АНАЛИЗ ПРИЧИН ПОЯВЛЕНИЯ ВОДЫ В СКВАЖИНЕ



- 1- заколонные перетоки из нижележащих и вышележащих пластов;
- 2- подтягивание конуса нижней воды от водонефтяного контакта;
- 3- подъем водонефтяного контакта;
- 4- обводнение по отдельным высокопроницаемым интервалам, в том числе

Межпластовые перетоки и

базонефтеводопроявления

Бурение и проявление базонефтеводопроявления

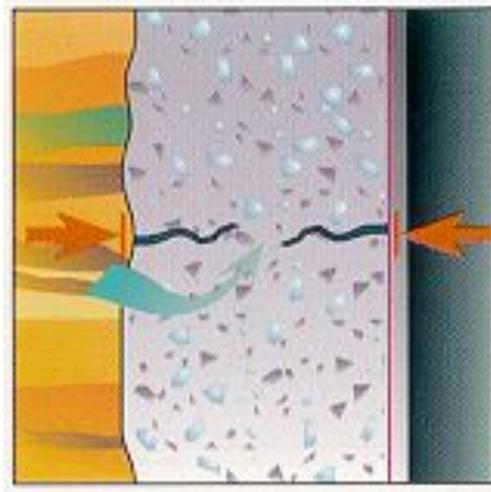
скважины

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 (центраторов, турбулизаторов).

Способы предупреждения:

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

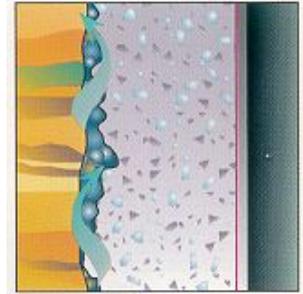
Межпластовые перетоки и Газонефтеводопроявления

Причины:

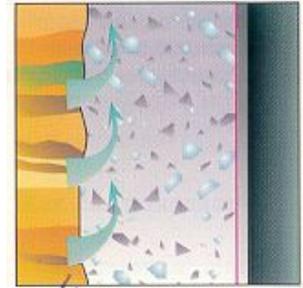
1. наличие невытесненного бурового раствора, глинистой пленки на обсадной колонне, глинистой корки на стенках скважины;
2. нарушения герметичности обсадной колонны либо устьевого оборудования, в связи с этим аэрация тампонажного раствора;
3. образование флюидопроводящих каналов в начальный период ОЗЦ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

Способы предупреждения:

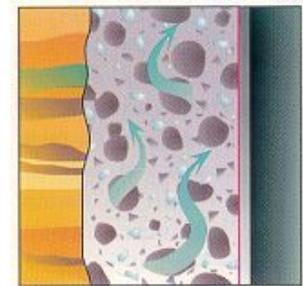
1. Грамотное использование технологической оснастки.
2. Обеспечение турбулентного режима течения буферной жидкости.
3. Вращение и расхаживание обсадной колонны при цементировании.
4. Создание противодействия на цементное кольцо в период ОЗЦ.
5. Использование качественного тампонажного раствора, в том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



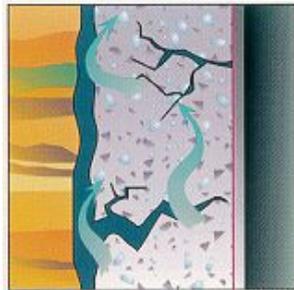
Некачественное удаление БР, фильтровой корки



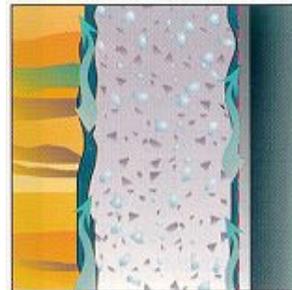
ГНВП при падении давления при ОЗЦ



Высокая проницаемость ТР



Сильная усадка



Некачественное сцепление на границах разделов

Межпластовые перетоки и

Разбуривание цементного стакана и технологической оснастки, газонефтеводопроявления, опрессовка колонн, перфорация, гидроразрыв пласта

Причины:

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

Способы предупреждения:

1. Пробки, обратный клапан, цементный камень, башмак следует разбуривать со сниженной нагрузкой и производительностью насоса во избежание сообщения колонне и цементному камню высокой ударной нагрузки.
2. Использование более качественного тампонажного раствора нормальной плотности в нижней части обсадной колонны.
3. Проведение опрессовки обсадной колонны сразу после момента «Стоп».
4. Использование безударных способов перфорации (например, пескоструйная, гидромеханическая щелевая).
5. Проведение гидроразрыва пласта через НКТ, на которых установлен пакер.

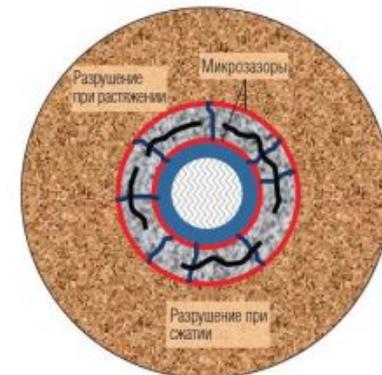
Эксплуатация скважины

Причины:

1. деформации при больших значениях депрессии;
2. температурные деформации вследствие различия упругих свойств стали и цементного камня;
3. напорное воздействие пластовых флюидов;
4. химическая, физическая, биологическая и другие виды коррозии цементного камня;

Способы предупреждения:

1. Качественно проведенные операции по строительству скважины.
2. Использование разделительных пакеров (наливных, набухающих) на обсадной колонне.
3. Эксплуатация при небольшой депрессии.



Разрушение цементного камня

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. *Технико-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.