

Национальный исследовательский Томский политехнический университет
Институт природных ресурсов
Кафедра бурения скважин



Технология бурения нефтяных и газовых скважин

Курс лекций

Автор: Епихин А.В.
ст. преп. каф. бурения скважин

Томск-2015 г.



Лекция №11

- Способы цементирования скважины. Типы тампонажных растворов. Химические реагенты для цементирования скважин
- Обсадная колонна: типы, состав, конструкция. Технологическая оснастка обсадной колонны. Наземное оборудование для цементирования скважины.
- Проектирование и расчет обсадной колонны и технологической оснастки для сооружения скважины. Проектирование и расчет технологических жидкостей для цементирования, их свойств, химических реагентов и процесса цементирования в целом. Проектирование и расчет наземного цементировочного оборудования для сооружения скважины.



ТЕМА 1.

Способы цементирования скважины. Типы тампонажных растворов. Химические реагенты для цементирования скважин



Способы цементирования скважин

- Одноступенчатый (прямой)
- Двухступенчатый (прямой)
- Манжетный (селективно-манжетный)
- Обратный
- Встречными потоками
- Комбинированный
- Цементирования хвостовиков и секций ОК



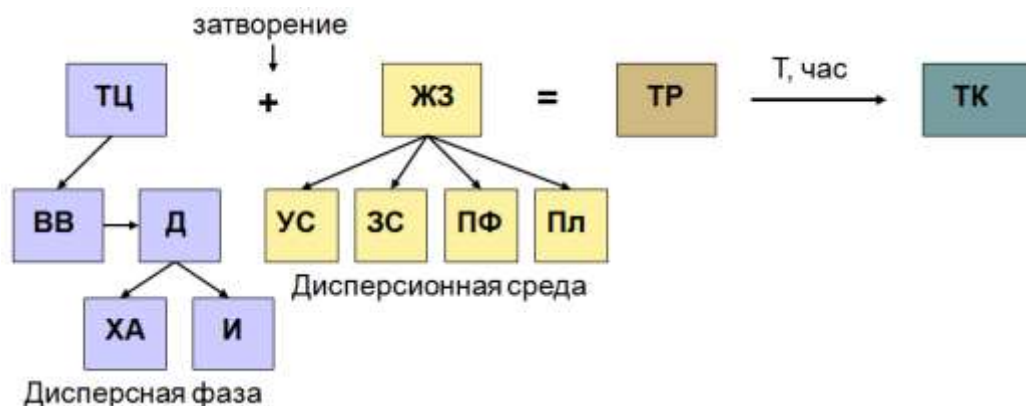
Общие сведения о буровых тампонажных растворах

Тампонажный раствор (ТР) – это гетерогенная полидисперсная система, способная в течение некоторого времени переходить из вязко-пластичного состояния в твердое как на воздухе, так и в жидкости.

Дисперсная фаза ТР представлена **тампонажным цементом (ТЦ)**, который состоит из **вязущего вещества (ВВ)** и **добавок (Д)** к нему. Добавки к ВВ могут быть химически активными (**ХА**) и инертными (**И**).

Дисперсионная среда или **жидкость затворения (ЖЗ)** ТР чаще всего представлена водой, реже водными высоко концентрированными растворами солей и углеводородными жидкостями.

ЖЗ может содержать в растворенном виде химические реагенты, предназначенные для регулирования свойств ТР и **тампонажного камня (ТК)**. ТК – искусственное твердое тело, образующееся при затвердевании ТР.



Вводимые в ЖЗ химические реагенты по функциональному назначению делятся на следующие 4 группы: ускорители схватывания и твердения (УС); замедлители схватывания и твердения (ЗС); понизители фильтрации (ПФ); пластификаторы или разжижители (Пл).

Отношение массы дисперсионной среды к массе дисперсной фазы в единице объема ТР называется **водоцементным отношением** и обозначается **В/Ц**.



Функции тампонажных растворов

Основными функциями, выполняемыми ТР при сооружении скважин, являются следующие:

- ✓ **закрепление** обсадных колонн и защита их от коррозионного воздействия пластовых флюидов;
- ✓ **изоляция** друг от друга и от дневной поверхности пластов, содержащих различные виды флюидов (вода, нефть, газ) или один вид флюида с разными свойствами;
- ✓ **создание искусственных забоев и разделительных пробок** или перемычек в стволе скважины с целью забуривания нового ствола, перехода на вышележащий объект, ликвидации проявлений, консервации скважины и др.;
- ✓ **ликвидация поглощений бурового раствора;**
- ✓ **закрепление** стенок скважин в потенциально неустойчивых породах.



Требования, предъявляемые к тампонажным растворам

- ✓ легко прокачиваться цементировочными агрегатами в течение времени, необходимого для транспортирования его в заданный интервал скважины;
- ✓ обладать минимальной фильтрацией для сохранения высокой проницаемости пристволенной зоны продуктивного пласта и предотвращения преждевременного загустевания при течении в затрубном пространстве;
- ✓ быть седиментационно устойчивым с тем, чтобы в состоянии покоя в нем не образовывались каналы, заполненные дисперсионной средой;
- ✓ быть химически инертным по отношению к металлу, горным породам, пластовым флюидам и буровому раствору;
- ✓ по окончании транспортирования в заданный интервал скважины максимально быстро превращаться в ТК;
- ✓ легко смываться с технологического оборудования;
- ✓ быть нетоксичным.

Требования, предъявляемые к тампонажному камню

- ✓ быть высоко эластичным (трещиностойким) для предотвращения его разрушения при динамических нагрузках, в частности, при перфорации;
- ✓ быть коррозионно- и термостойким;
- ✓ обладать хорошей сцепляемостью (адгезией) с металлом и горными породами, слагающими стенки скважины;
- ✓ не давать усадки при твердении;
- ✓ быть практически непроницаемым для жидкостей и газов;
- ✓ быть достаточно прочным и в то же время легко разбуриваться.



Краткая характеристика основных вяжущих веществ

В составе ТЦ в качестве ВВ, обеспечивающих затвердевание тампонажных растворов, применяются следующие:

Минеральные ВВ:

- ✓ портландцемент;**
- ✓ глиноземистый цемент;**
- ✓ шлаковый цемент;**
- ✓ известково-кремнеземистый цемент;**
- ✓ гипс;**
- ✓ магнезиальный цемент;**
- ✓ смеси различных минеральных ВВ;**

Органические ВВ (синтетические смолы).



Краткая характеристика основных вяжущих веществ

Портландцемент

Основной частью портландцемента являются **клинкерные минералы**, получаемые искусственным путем при обжиге ($T \approx 1450 \text{ }^\circ\text{C}$) смеси известняка с глиной. При этом состав смеси подбирается таким образом, чтобы в ней содержалось строго определенное количество следующих оксидов: кальция **CaO** - 64 ... 68 % (известь); кремния **SiO₂** - 19 ... 23 % (кремнезем); алюминия **Al₂O₃** - 4 ... 8 % (глинозем); железа **Fe₂O₃** - 3 ... 6 %.

Глиноземистый цемент

Получают обжигом сырьевой смеси, состоящей из известняка и **бокситов** (руда, содержащая 28...52 % Al₂O₃).

Химический состав смеси: **CaO** - 35...45 %; **SiO₂** - 5...15 %; **Al₂O₃** - 30...50 %; **Fe₂O₃** - 5...15 %.

Достоинства:

Глиноземистый цемент, особенно при низких температурах, твердеет значительно быстрее, чем портландцемент, а получаемый при этом тампонажный камень имеет в несколько раз большую прочность, существенно меньшую проницаемость и повышенную коррозионную устойчивость к агрессивным средам.

Недостатки:

Высокая прочность тампонажного камня сохраняется длительное время только при отсутствии поровой жидкости (в сухих условиях) и пониженных температурах (20...25 °C).

Глиноземистый цемент дефицитен, поэтому чаще всего применяется в смеси с портландцементом при соотношении - 1 : 5 или 1 : 4.



Краткая характеристика основных вяжущих веществ

Цемент на основе металлургических (доменных) шлаков

Получают при охлаждении расплава, образованного примесными минералами руд, флюсов и золы топлива при выплавке чугуна.

По химическому составу близок к портландцементу, отличаясь от него обычно меньшим содержанием оксида кальция (40...50 %) и отсутствием оксида железа.

Достоинства:

В отличие от портландцемента очень медленно твердеет в нормальных условиях, но при температуре порядка 100 °С и выше процесс твердения идет интенсивно с образованием прочного ТК, очень стойкого к полиминеральной агрессии.

Известково-кремнеземистый цемент

Представляет собой смесь гидроксида кальция – $\text{Ca}(\text{OH})_2$ с кварцевым песком или другими материалами, содержащими оксид кремния (диатомитом, измельченным кварцем, пылевидной каменноугольной золой и т.п.): $\text{CaO} : \text{SiO}_2 = 0,8...1,2$.

Достоинства: быстрое схватывание.

Недостатки: низкая водоудерживающая способность (большие значения показателя фильтрации).

Гипс

Получают путем термической обработки природного гипсового камня – сульфата кальция ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$).

Гипс – **быстрохватывающееся и быстротвердеющее** (≈ 15 мин.) **вяжущее вещество**, но гипсовый камень не водостоек (размягчается в воде). Поэтому гипс обычно используют с добавками веществ, замедляющих схватывание и повышающих водостойкость.



Краткая характеристика основных вяжущих веществ

Магнезиальный цемент

Получают обжигом **магнезита ($MgCO_3$)** или **доломита ($MgCO_3 \cdot CaCO_3$)**.

Очень медленно твердеет при затворении водой, поэтому его **затворяют** водным **раствором $MgCl_2$** и применяют для тампонирования тех участков ствола скважины, которые сложены солями магния (**карналлит, бишофит**).

Тампонажный камень из всех других минеральных вяжущих веществ в контакте с солями магния разрушается.

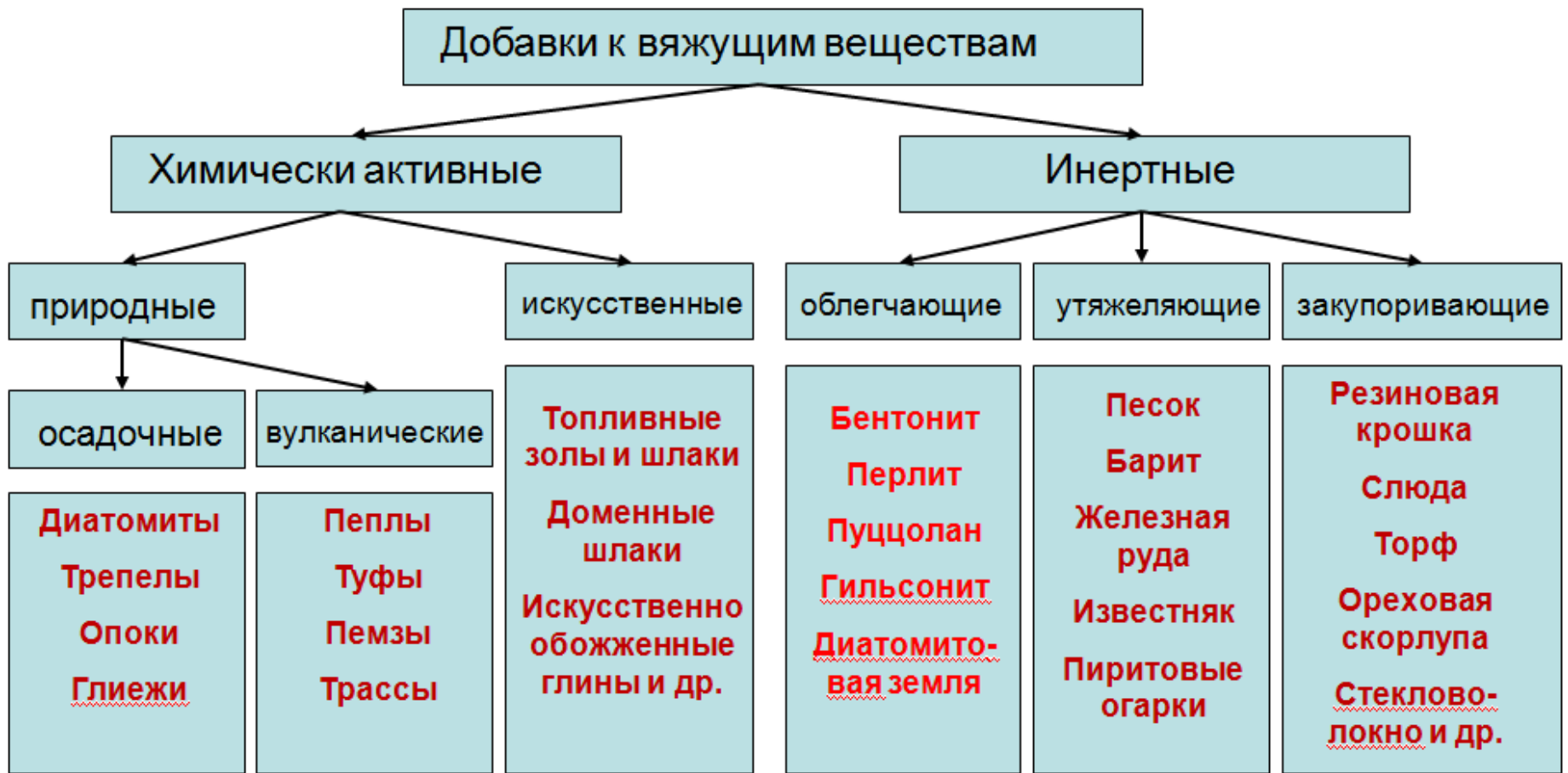
Органические вяжущие вещества (синтетические смолы)

Чаще всего используют **мочевиноформальдегидные (карбамидные), фенолоформальдегидные и эпоксидные смолы**.

В качестве **отвердителя** таких смол применяют щавелевую, фосфорную и соляную кислоты, а также хлорное железо, хлорный цинк, хлористый аммоний и др.



Краткая характеристика добавок к вяжущим веществам





Тампонажные цементы

ТЦ – это продукт, состоящий из смеси тонкоразмолотых ВВ и добавок, после затворения которого водой получают ТР, а затем ТК.

Тампонажные цементы могут быть классифицированы по следующим основным признакам:

- ✓ температуре применения;
- ✓ плотности ТР;
- ✓ устойчивости ТК в воздействию агрессивных пластовых вод.

По температуре применения (°С) ТЦ делятся на 7 групп:

- ✓ для низких температур (ниже + 15);
- ✓ для нормальных температур (+ 15...+ 50);
- ✓ для умеренных температур (+ 50...+ 100);
- ✓ для повышенных температур (+ 100...+ 150);
- ✓ для высоких температур (+ 150...+ 250);
- ✓ для сверхвысоких температур (выше + 250);
- ✓ для циклически меняющихся температур.

По плотности получаемого ТР (кг/м³) ТЦ делятся на 5 групп:

- ✓ легкие (< 1400);
- ✓ облегченные (1400...1650);
- ✓ нормальные (1650...1950);
- ✓ утяжеленные (1950...2300);
- ✓ тяжелые (> 2300).

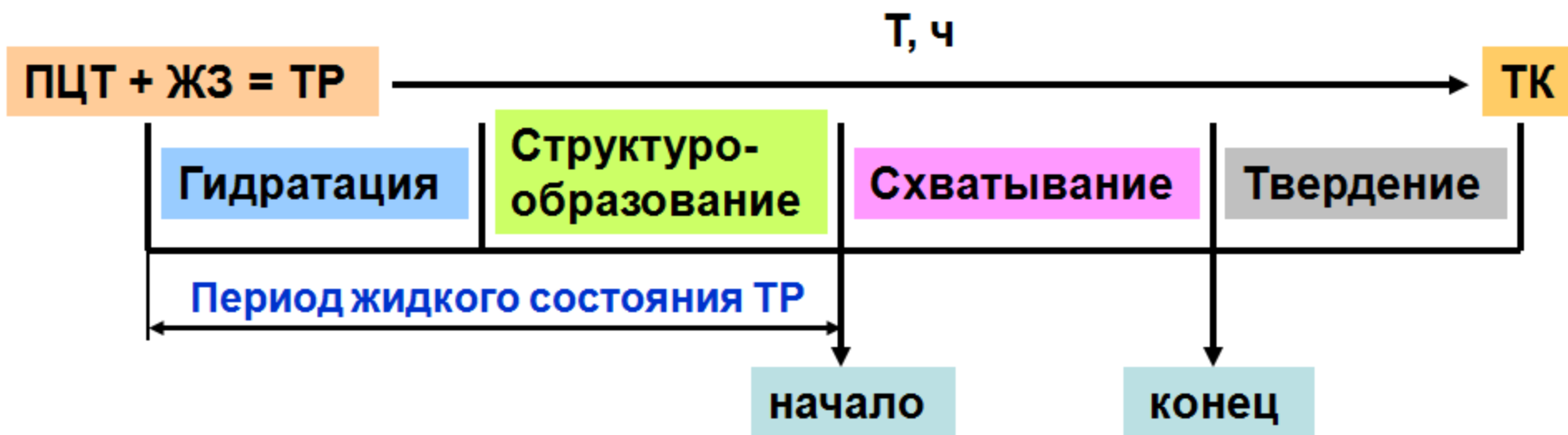
По устойчивости ТК к воздействию агрессивных пластовых вод ТЦ делятся на 5 групп:

- ✓ устойчивые только к хлоркальциево - натриевым водам;
- ✓ устойчивые к сульфатным, а также к хлоркальциево -натриевым водам;
- ✓ устойчивые к кислым (углекислым, сероводородным) водам;
- ✓ устойчивые к магниезиальным водам;
- ✓ устойчивые к полиминеральным водам.



Сущность процессов протекающих в ТР и ТК

От момента смешения ПЦТ с ЖЗ (водой) и до момента образования ТК в рассматриваемой системе последовательно протекают следующие взаимосвязанные процессы:





Тампонажные цементы

Степень дисперсности ТЦ

Повышение степени дисперсности ТЦ приводит к увеличению поверхности реакции гидратации, а следовательно, и ее скорости. Приблизительно можно принять, что **скорость гидратации прямо пропорциональна величине удельной поверхности ТЦ.**

В/Ц

При значениях В/Ц, наиболее часто используемых в практике тампонирования скважин (0,45...0,55), его влияние на скорость гидратации не очень существенно. В принципе же, скорость гидратации с ростом В/Ц увеличивается. При высоких значениях В/Ц период интенсивной гидратации идет быстро, затем замедляется. При низком В/Ц процесс интенсивной гидратации растянут во времени. С ростом температуры до 70...90 °С эти отличия выражены уже менее четко.

С увеличением В/Ц: снижается способность ТР к затвердеванию, поэтому В/Ц ≥ 1 характерно только для ТР, содержащих облегчающие добавки, способные связывать большое количество воды; снижается седиментационная устойчивость ТР; растет показатель фильтрации ТР.

С уменьшением значений В/Ц до $\leq 0,3$: ТР невозможно транспортировать в заколонное пространство, так как он превращается в пасту.

При В/Ц $\geq 0,6$: в структуре ТК образуется система взаимосвязанных капиллярных и более крупных пор, т.е. с ростом В/Ц повышается пористость, проницаемость ТК и снижается его прочность.



Тампонажные цементы

Давление

С повышением давления скорость гидратации увеличивается.

Так, известно, что с ростом давления от атмосферного до 50...60 МПа сроки схватывания сокращаются примерно вдвое.

Температура

Скорость растворения поверхности клинкерных минералов (скорость гидратации) **возрастает** с ростом температуры экспоненциально, т.е. **температура является главным фактором, определяющим скорость схватывания и твердения ТР.**

При тампонировании глубоких скважин большинство из рассмотренных выше факторов являются практически фиксированными, т.е. не зависящими от исполнителей.

Так, температура и давление в скважине определяются соответствующими градиентами (геотермическим и геостатическим), характерными для конкретного месторождения, а минералогический состав и степень дисперсности ТЦ – технологией его изготовления.

Именно поэтому для регулирования скорости гидратации (скорости схватывания и твердения) широко используют химические реагенты – УС и ЗС.



Тампонажные цементы

Структурообразование

Как отмечалось выше, новообразования, возникающие в ТР, концентрируются вокруг зерен ПЦТ, образуя тем самым тонкопористую массу – цементный гель.

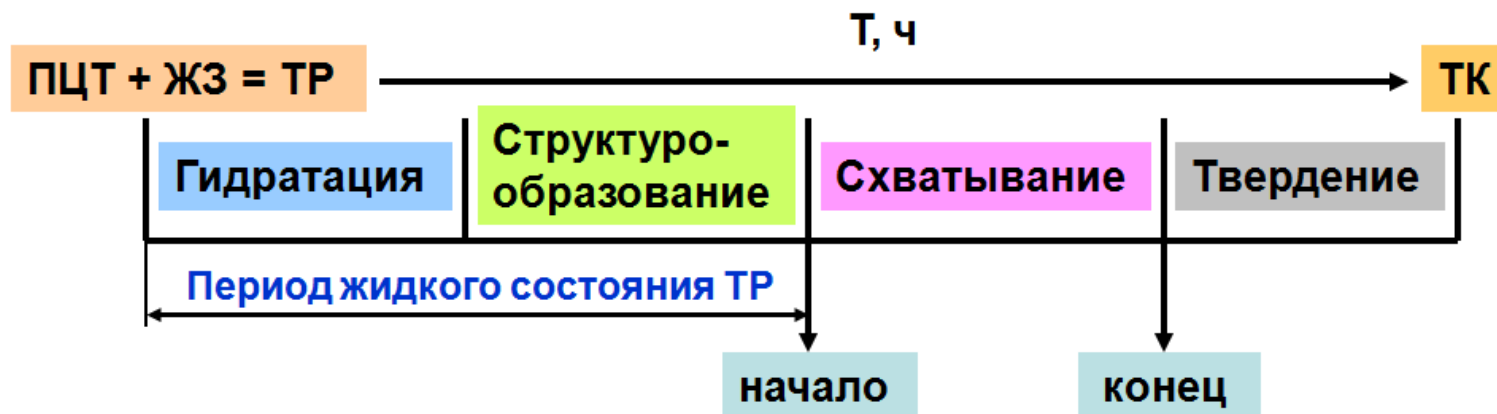
Схватывание

По мере роста кристаллов новообразований прочность коагуляционной структуры повышается, увеличивается число связей и возникает непосредственная связь (а не через гидратные оболочки) между частицами, все больше и больше появляется контактов срастания новообразований, увеличивается площадь таких контактов, преобладающее влияние в системе приобретают прочные химические связи.

Твердение

Происходит окончательное формирование кристаллизационной структуры, имеющей высокую механическую прочность и упруго-хрупкие свойства.

Разрушение связей между частицами таких структур необратимо.





Регулирование свойств ТР и ТК с помощью химических реагентов

Ускорители схватывания и твердения ТР (УС)

Назначение: сокращение времени ОЗЦ.

Область применения:

- ✓ тампонирующее скважин в верхних частях разреза (при невысоких температурах);
- ✓ ликвидация поглощений бурового раствора;
- ✓ закрепление неустойчивых горных пород в околоствольном пространстве скважин.

В качестве УС чаще всего используют электролиты – вещества, которые в водных растворах диссоциируют на анионы и катионы. **Ускорение сроков схватывания ТР, вызываемое электролитами, в основном обусловлено** следующими факторами:

- ✓ интенсификацией растворимости поверхности клинкерных минералов (ускорение процесса гидратации и процесса появления новообразований);
- ✓ образованием новых центров кристаллизации (увеличением числа зародышей новой фазы);
- ✓ коагулирующим воздействием вводимых ионов, что ускоряет процесс структурообразования (уменьшается толщина гидратных оболочек на поверхностях цементных зерен и элементарных пакетов тоберморита).



Регулирование свойств ТР и ТК с помощью химических реагентов

Замедлители схватывания и твердения ТР (ЗС)

Назначение: обеспечение возможности выполнения всех технологических операций по доставке ТР в заданный интервал при высоких забойных температурах в скважинах (≥ 100 °С).

Механизм действия замедлителей схватывания заключается в образовании вокруг зерен цемента и элементарных пакетов новообразований защитных слоев или оболочек, которые препятствуют контактированию их друг с другом и с водой (снижается скорость гидратации и прочность коагуляционной структуры).

Защитные слои на поверхности зерен цемента и новообразований могут существовать в одном из следующих **видов**:

✓ **в виде** экранирующих поверхности клинкерных минералов и новообразований **вязких слоев**, которые образуются при обработке ТР полисахаридами (КМЦ, декстрин и др.), акриловыми полимерами (гипан, ПАА), лигносульфонатами (КССБ, сульфитно-дрожжевая бражка - СДБ, ПФЛХ, ФХЛС, окзил), реагентами на основе гидролизного лигнина (НЛГ, сунил);

✓ **в виде** практически **непроницаемых мембран**, образующихся в результате взаимодействия химических реагентов (борная кислота – H_3BO_3 , синтетическая винная кислота – СВК и др.) с реакционно-способными атомами кристаллической решетки клинкерных минералов и продуктов их гидратации.

В последние годы в качестве ЗС широко используют и НТФ.



Регулирование свойств ТР и ТК с помощью химических реагентов

Пластификаторы (разжижители) ТР (ПЛ)

Назначение: снижение пластической вязкости, динамического и статического напряжения сдвига и, соответственно, гидродинамического давления в процессе тампонирования.

Особенно **актуально:**

- ✓ при узких кольцевых зазорах между обсадными трубами и стенками скважины;
- ✓ при больших глубинах скважин;
- ✓ при высоких скоростях восходящего потока ТР (необходимы для обеспечения высокой степени замещения бурового раствора тампонажным).

Механизм действия пластификаторов: блокирование активных центров на краях зерен цемента и ребрах элементарных пакетов новообразований. Это препятствует сцеплению или ослабляет силы сцепления их друг с другом и тем самым тормозит процесс структурообразования или значительно снижает прочность коагуляционной структуры, а соответственно, пластическую вязкость и динамическое напряжение сдвига.

Повышение подвижности ТР, как правило, сопровождается замедлением его схватывания. В этой связи в качестве пластификаторов используют многие из ЗС, в частности, акриловые полимеры, лигносульфонаты, реагенты на основе гидролизного лигнина, НТФ ($T = 75...100^{\circ}\text{C}$, рекомендуемая добавка 0,01...0,05 % от массы цемента). Кроме них есть и **специально выпускаемые пластификаторы.**



Регулирование свойств ТР и ТК с помощью химических реагентов

Понизители фильтрации ТР (ПФ)

Назначение: снижение объема фильтрата, поступающего в высокопроницаемые пласты, в том числе продуктивные.

Во-первых, предотвращается преждевременное загустевание и неравномерное схватывание ТР, зачастую являющиеся основной причиной недоподъема его на расчетную высоту.

Во-вторых, уменьшается обводнение продуктивных горизонтов, вызывающее затруднения с освоением скважин и снижение нефтегазоотдачи.

Механизм действия ПФ:

- ✓ увеличение содержания в ТР связанной воды;
- ✓ повышение вязкости дисперсионной среды;
- ✓ снижение проницаемости пристволевой зоны скважины (за счет образования внутренней фильтрационной корки).

Для снижения показателя фильтрации ТР в основном используют **бентонит** ($T \leq 200$ °С, добавка 10...25 % от массы цемента) или полимеры, в частности:

✓ **полисахариды:** КМЦ ($T = 75...160$ °С, добавка 10...25 % от массы цемента); МК ($T \leq 150$ °С, добавка 0,2...1,5 % от массы цемента); МЦ ($T \leq 60$ °С, добавка 0,1...1,0 % от массы цемента).

✓ **акриловые полимеры:** гипан ($T = 75...160$ °С, добавка 0,1...1,5 % от массы цемента); ПАА ($T \leq 100$ °С, добавка 0,2...0,5 % от массы цемента); метас ($T \leq 75$ °С, добавка 0,2...2,0 % от массы цемента).

✓ **модифицированные лигносульфонаты:** КССБ ($T = 75...130$ °С, добавка 1...2 % от массы цемента); окзил ($T \leq 130$ °С, добавка 0,1...3 % от массы цемента); ПФЛХ ($T \leq 75$ °С, добавка 0,1...1,5 % от массы цемента).

Критерий выбора химического реагента – понизителя фильтрации ТР – наибольшая вязкость 1%-го водного раствора.



Регулирование свойств ТР и ТК с помощью химических реагентов

Влияние химических реагентов на свойства ТК

Замедлители схватывания, пластификаторы и понизители фильтрации, независимо от их химического состава, при добавках 0,1...0,3 % (на сухое вещество) от массы цемента **вызывают повышение** прочности ($\sigma_{изг}$) образцов тампонажного камня 7...360 суточного возраста.

Повышение концентрации этих реагентов до 0,5...1 % снижает $\sigma_{изг}$ ТК до величины, соответствующей $\sigma_{изг}$ ТК из химически необработанного ТР.

С ростом концентрации в ТР реагентов этих групп **проницаемость ТК неуклонно снижается**. При концентрации примерно равной 1 % образцы ТК 84 - суточного возраста становятся практически непроницаемыми.

Действие реагентов – ускорителей схватывания на свойства ТК не столь однозначно. Так, повышение в ТР концентрации NaCl до 5 % вызывает неуклонный рост $\sigma_{изг}$ ТК, а CaCl₂, наоборот, снижает $\sigma_{изг}$ ТК, но при концентрациях до 2 % - незначительно.

Оба эти реагента с повышением их концентрации в ТР снижают проницаемость ТК.

Добавки Na₂CO₃ в количестве 1...2 % обеспечивают получение ТК достаточно высокой прочности и низкой проницаемости, дальнейшее же повышение концентрации этого реагента приводит к замедлению скорости твердения ТР.



Контроль качества тампонажных цемента (ТЦ), раствора (ТР) и камня (ТК)

Виды контроля

- ✓ **входной контроль** качества ТЦ;
- ✓ **контроль при хранении** ТЦ;
- ✓ **контроль при подборе (разработке) рецептуры** ТР;
- ✓ **контроль при приготовлении** ТР на буровой.

Входной контроль и контроль при хранении ТЦ осуществляется сотрудниками лабораторий баз УПТОК или тампонажных контор, контроль при подборе (разработке) рецептур ТР – сотрудниками лабораторий буровых и тампонажных растворов буровых предприятий.



Контроль качества тампонажных цемента (ТЦ), раствора (ТР) и камня (ТК)

Входной контроль качества ТЦ

Входной контроль качества ТЦ производится при поступлении ТЦ на базу УПТОК или базу тампонажной конторы.

При входном контроле измерению подлежат все параметры, нормируемые ГОСТ (ОСТ, ТУ) на ТЦ данной марки.

Параметрами, измеряемыми при входном контроле, как правило, являются следующие:

- ✓ тонкость помола ТЦ;
- ✓ удельная поверхность ТЦ (реже);
- ✓ плотность и растекаемость ТР при заданном В/Ц;
- ✓ время загустевания ТР;
- ✓ сроки схватывания ТР при заданном ГОСТ (ОСТ, ТУ) режиме испытаний (T , °С; Δp , МПа);
- ✓ $\sigma_{изг}$ (реже $\sigma_{сж}$) образцов ТК при заданных ГОСТ (ОСТ, ТУ) режиме (T , °С; Δp , МПа) и продолжительности их хранения.



Контроль качества тампонажных цемента (ТЦ), раствора (ТР) и камня (ТК)

Тонкость помола ТЦ

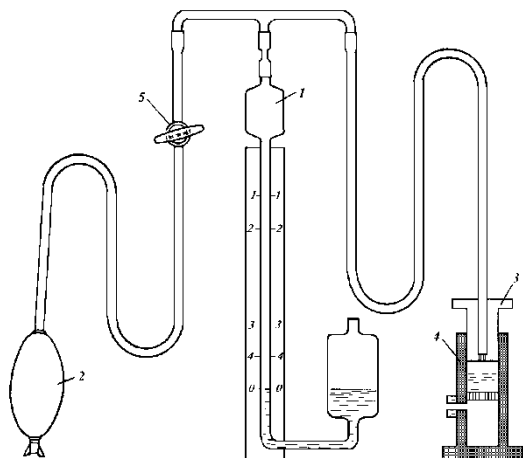
Стандарты и технические условия на ТЦ обычно характеризуют тонкость помола относительным содержанием двух фракций, разделенных путем просеивания через сито с размером отверстий равным 0,08 мм (сито № 008 по ГОСТ 3584-73). При этом в большинстве стандартов требуется, чтобы массовая доля цемента, прошедшего через это сито, составляла не менее 85 %.

Масса остатка, характеризующая тонкость помола ТЦ, выражается в процентах от величины исходной навески с точностью до 0,1 %. Тонкость помола рассчитывается как среднее арифметическое результатов двух ситовых анализов, данные которых отличаются друг от друга не более чем на 0,2 %.

Удельная поверхность ТЦ

Удельная поверхность ТЦ – это суммарная поверхность его частиц в 1 г порошка.

Для определения удельной поверхности наиболее часто пользуются **методом воздухопроницаемости**, который основан на измерении сопротивления, оказываемого слоем уплотненного ТЦ просасываемому через него воздуху.



Прибор для определения удельной поверхности ТЦ

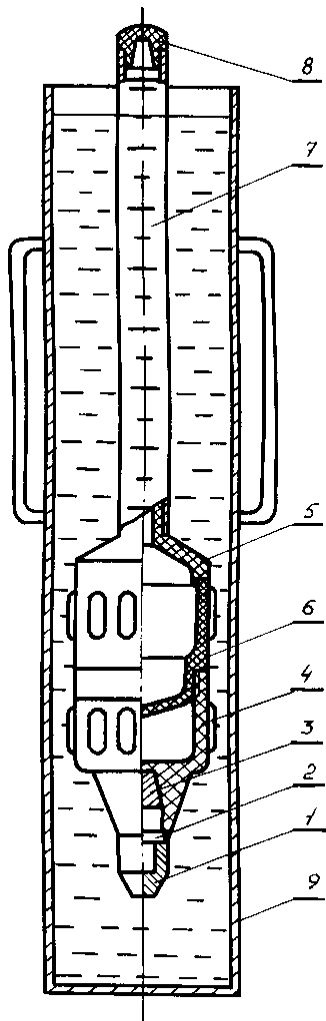
- 1- U - образная стеклянная трубка (манометр-респиратор);
- 2 – резиновая груша;
- 3 – плунжер;
- 4 – кювета.



Контроль качества тампонажных цемента (ТЦ), раствора (ТР) и камня (ТК)

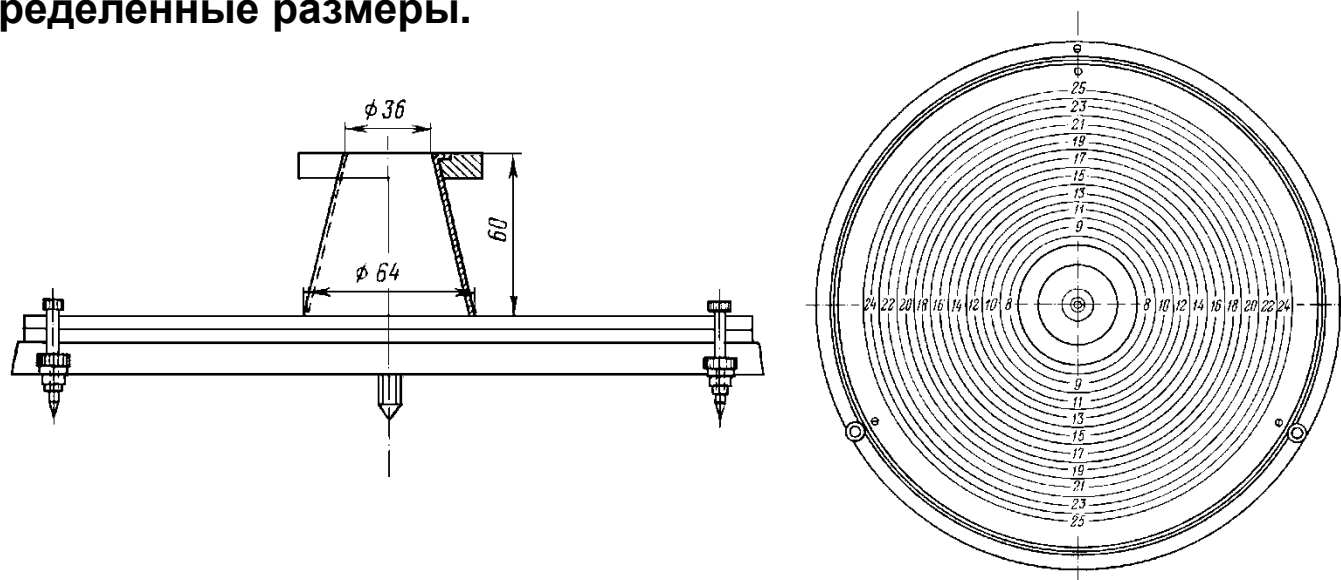
Плотность ТР

Плотность ТР определяют с помощью ареометра АБР-1, который состоит из съемного груза 1, полиэтиленовой заглушки 2, металлического балласта 3, мерного стакана 4, крышки 5 и доньшка 6 поплавка, стержня 7 с нанесенными на нем основной и поправочной шкалами, пробки 8 и ведра 9.



Растекаемость ТР

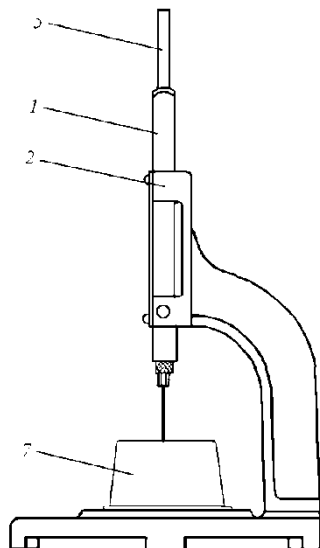
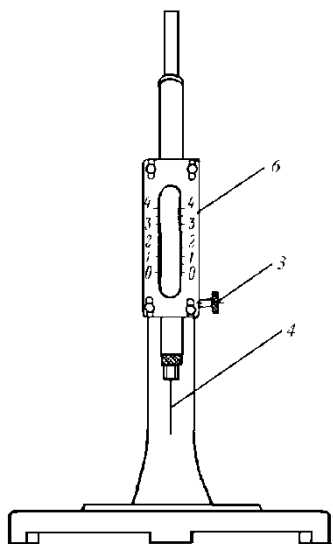
Растекаемость ТР определяется с помощью конуса АзНИИ (КР-1 по ТУ 25-04-52-75), собственно конус которого имеет строго определенные размеры.





Контроль качества тампонажных цемента (ТЦ), раствора (ТР) и камня (ТК)

Сроки схватывания ТР



Сроки схватывания ТР определяют с помощью прибора ВИКА путем периодического измерения глубины погружения в твердеющий ТР иглы определенного сечения под действием груза определенной массы.

Прибор состоит из призматического металлического стержня 1, свободно перемещающегося в вертикальной обойме станины 2. Для закрепления стержня на желаемой высоте служит зажимной винт 3. В нижнюю часть стержня ввинчивается стальная игла 4 диаметром 1,1 мм и длиной 50 мм. Верхняя 5 часть стержня имеет цилиндрическую форму и называется **пестиком Тетмайера**. Масса стержня (с пестиком и иглой) должна быть равна 300 ± 2 г. На станине укреплена шкала 6 с делениями от 0 до 40 мм.





Контроль качества тампонажных цемента (ТЦ), раствора (ТР) и камня (ТК)

Время загустевания ТР

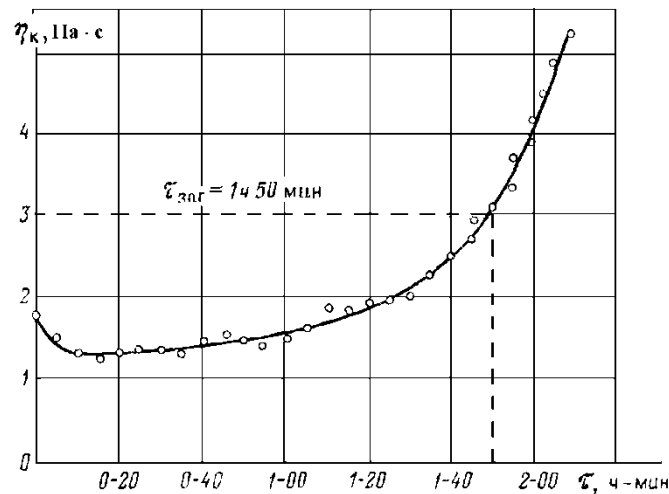
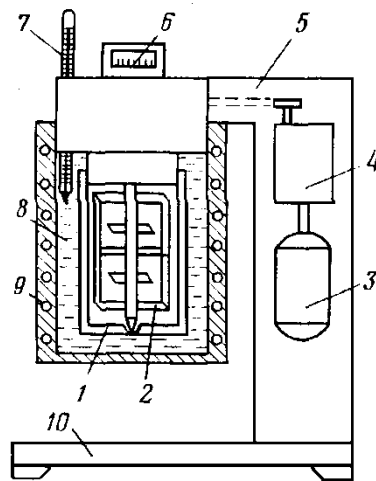
Время загустевания ТР определяет предельные затраты времени на процесс тампонирования, по истечении которого движение ТР в заколонном пространстве скважины недопустимо из-за высокой его вязкости (высокого сопротивления течению).

Приборы для определения вязкости ТР (сопротивления ТР течению), называются консисметрами (КЦ-3, КЦ-5 и др.), а измеряемый при этом параметр - консистенцией.

Шкала прибора может быть проградуирована непосредственно в единицах консистенции (Па·с) или в условных единицах консистенции (УЕК). В последнем случае по прилагаемому к прибору графику показания прибора в УЕК переводятся в Па·с.

Схема консисметра КЦ-5: 1 – стакан для ТР; 2 – рамка с лопастями; 3 – электродвигатель; 4 – редуктор; 5 – кронштейн; 6 – шкала; 7 – термометр; 8 – водяная баня; 9 – электронагреватель; 10 – станина.

По результатам испытаний строят кривую изменения консистенции во времени (кривую загустевания), по которой и находят **время загустевания, равное времени от начала испытаний до того момента, когда консистенция ТР достигнет значения 3 Па·с.**





Контроль качества тампонажных цемента (ТЦ), раствора (ТР) и камня (ТК)

Прочность образцов ТК

Определение предела прочности образцов ТК на изгиб

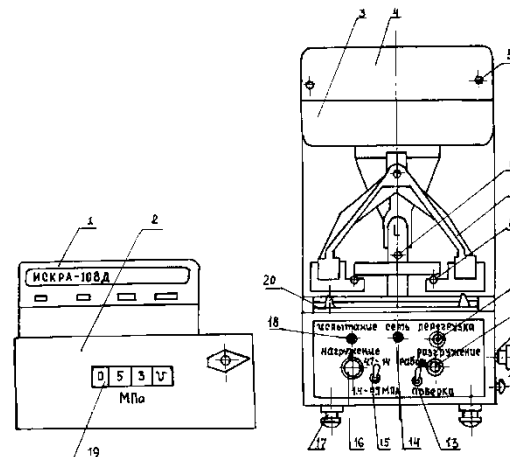
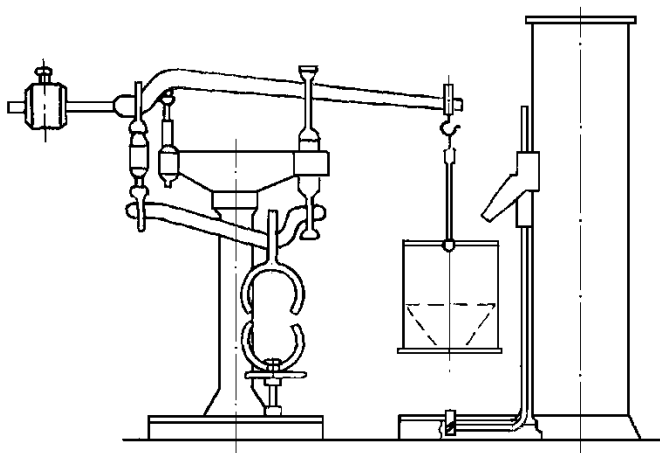
Для испытания на изгиб образцы ТК изготавливают в виде призм с размерами **4 x 4 x 16**, **2 x 2 x 10** или **1 x 1 x 3** см.

Для одного испытания готовят три или четыре образца-«близнеца» размером **4 x 4 x 16** см, четыре или шесть образцов-«близнецов» размером **2 x 2 x 12** см и шесть или восемь образцов-«близнецов» размером **1 x 1 x 3** см.

Предел прочности на изгиб определяется с помощью разрывных машин различного типа с максимальным усилием до **5 кН**.

Чаще всего применяют разрывные машины рычажного типа, простейшая из которых является разновидностью прибора **Михаэлиса**.

Прибор 2035 П-0,5 значительно повышает производительность труда при испытании большого числа образцов. Приборы типа **Михаэлиса** надежнее и удобнее при значительных отклонениях размеров образцов от стандартных, так как в них можно регулировать скорость нагружения в зависимости, например, от поперечного сечения образца и других факторов.

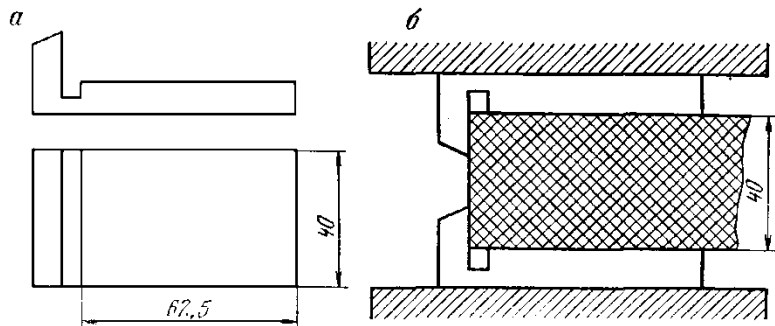




Контроль качества тампонажных цемента (ТЦ), раствора (ТР) и камня (ТК)

Определение предела прочности образцов ТК на сжатие

Для определения прочности на сжатие образцы чаще всего готовят в виде кубиков различных размеров. Наибольшее распространение имеют образцы со следующей длиной ребра: 7,07 см (площадь поперечного сечения $P = 50 \text{ см}^2$); 5 см ($P = 25 \text{ см}^2$); 2 см ($P = 4 \text{ см}^2$); 1,414 см ($P = 2 \text{ см}^2$). Для каждого испытания изготавливается несколько образцов- «близнецов». При определении прочности на образцах-кубиках с ребрами **7,07** и **5** см, используют серию не менее чем из трех образцов-«близнецов», а на образцах меньших размеров - не менее чем из четырех. При проведении научно-исследовательских работ применяют образцы и цилиндрической формы. Высота образца при этом должна быть не менее его диаметра и не более двух диаметров. Методика приготовления и выдерживания цилиндрических образцов та же, что и для образцов-кубиков. Для испытаний образцов на сжатие используются различные прессы, чаще всего гидравлические. Гидравлический пресс должен быть снабжен манометром с классом точности до **0,5**.



Обломки призм с исходными размерами **4 x 4 x 16** и **2 x 2 x 12** см, полученные после испытаний на изгиб, можно испытывать на сжатие.

Для передачи нагрузки на ограниченную площадь обломка призмы используют специальные пластинки, изготовленные из стали.

Обломок призмы зажимается между плитами прессы и пластинки. При этом площадь поперечного сечения образца, воспринимающая нагрузку, составляет **25** или **5** см^2 .



Контроль при хранении ТЦ

Производится после истечения гарантийного срока хранения на предмет оценки пригодности ТЦ к дальнейшему применению по назначению.

Контролируется прочность при изгибе образцов ТК, изготовленных и выдержанных в условиях, отвечающих требованиям ГОСТ (ОСТ, ТУ) на данный цемент.

Контроль производится **через каждые 15 дней**.

Контроль при подборе (разработке) рецептуры ТР

При разработке рецептуры ТР необходимо регистрировать:

- ✓ **массовые доли компонентов** приготавливаемого ТЦ (сухой смеси) в том случае, если используется не серийно выпускаемый ТЦ;
- ✓ **массовую концентрацию химических реагентов** в жидкости затворения;
- ✓ **В/Ц;**
- ✓ **температуру жидкости затворения;**
- ✓ **температуру и давление режима испытаний ТР и хранения ТК.**

При подборе (разработке) рецептуры контролю подлежат следующие параметры ТР и ТК: **плотность ТР; растекаемость ТР; показатель фильтрации ТР (ВМ-6); время загустевания ТР; сроки схватывания ТР; прочность ТК.**



Контроль при приготовлении ТР на буровой

Приготовление ТР на буровой производится по рецептуре, разработанной в лаборатории ТР.

Контролируемым параметром при этом является плотность ТР.

В научно-исследовательской практике (в отраслевых научно-исследовательских и проектных институтах) для характеристики свойств ТР и ТК применяют ряд дополнительных показателей, характеризующих:

- ✓ седиментационную устойчивость ТР;
- ✓ проницаемость ТК;
- ✓ коррозионную устойчивость ТК;
- ✓ прочность сцепления ТК с горными породами и обсадными трубами;
- ✓ происходящие в ТК объемные изменения и др.



ТЕМА 2.

*Обсадная колонна: типы, состав, конструкция.
Технологическая оснастка обсадной колонны.
Наземное оборудование для цементирования
скважины.*



Типы обсадных труб

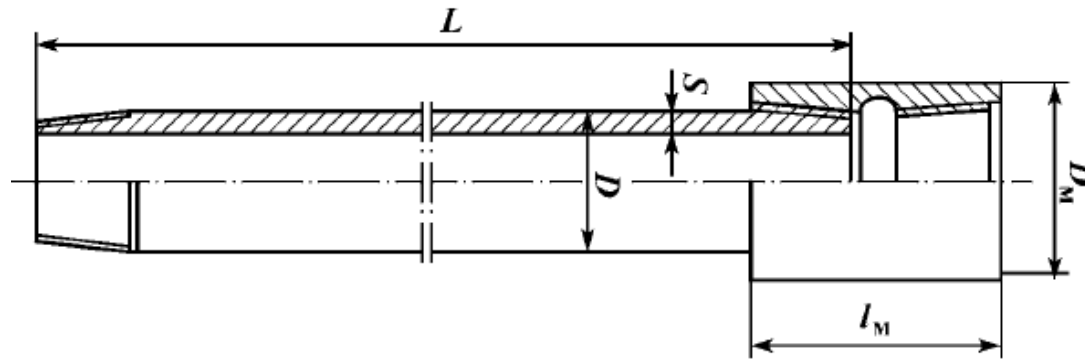
- Муфтовые с короткой и удлиненной конической резьбой треугольного профиля;
- Муфтовые с конической резьбой трапецеидального профиля (ОТТМ);
- Муфтовые с конической резьбой трапецеидального профиля и коническими уплотнительными поясками на концах за резьбой со стороны меньших диаметров (ОТТГ);
- Типа ОТТМ с уплотнительным противозадирным покрытием резьбы муфт;
- С узлом уплотнения из полимерного материала
- Гладкие безмуфтовые с резьбой ОГ1М;
- Типа ОТТГ с повышенной пластичностью и хладостойкостью и муфты к ним;
- Муфтовые с упорной конической резьбой трапецеидального профиля «Батресс»;
- Равнопроходные с резьбой «Батресс»;
- Трубы ОТТМ и «Батресс» стойкие к сероводородному растрескиванию (до 6%);
- Муфтовые электросварные с упорной конической резьбой «Батресс» и узлом уплотнения из полимерного материала;
- Безмуфтовые толстостенные с резьбой типа ОТТМ высокопрочные;
- Муфтовые типа «Батресс» с повышенным сопротивлением смятию;
- Муфтовые с резьбой типа «Батресс»;
- Муфтовые бесшовные типа ОТТМ-В, оснащенные резьбой, унифицированной с резьбой типа «Батресс»;
- Безмуфтовые бесшовные типа «СТТ» с резьбовым соединением, которые являются аналогом резьбы типа «FL 4S» по стандарту API;
- Типа ОТТГ диаметром 245 мм из стали прочности Р.





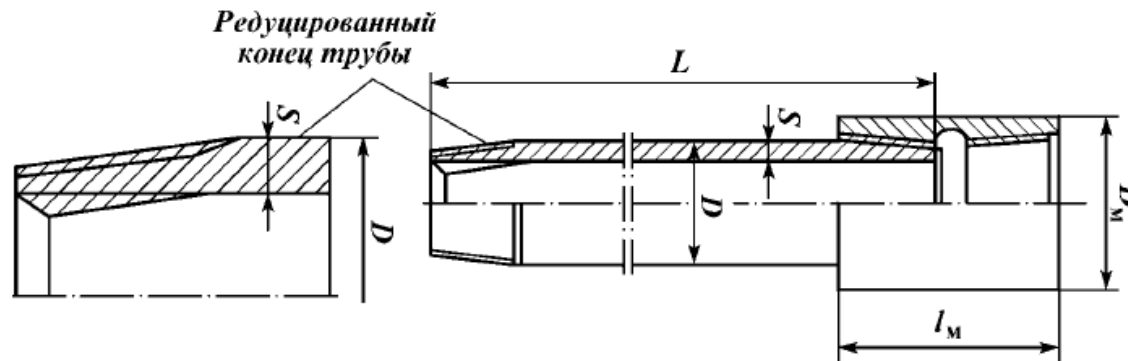
Трубы обсадные муфтовые

Герметичность соединения создается уплотнение в зазорах резьбовой смазки при свинчивании механическим способом.



Трубы обсадные муфтовые с конической резьбой треугольного профиля и упрочненными концами за счет редуцирования

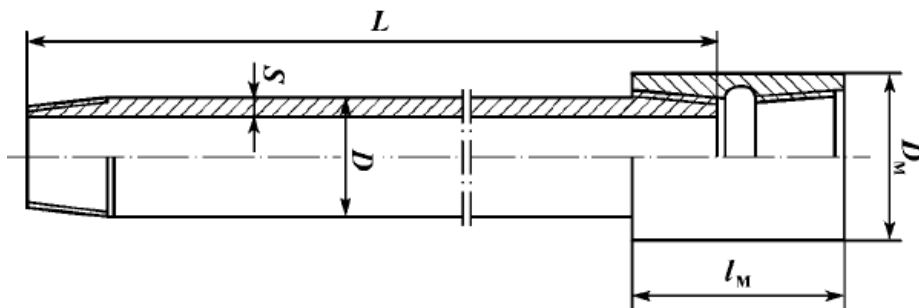
Выполнение резьбового участка от торца трубы до основной плоскости коническим с постоянной толщиной стенки и конусностью, равной конусности резьбы. Толщина стенки под резьбой увеличена. На концах труб фаска для прохождения инструмента.





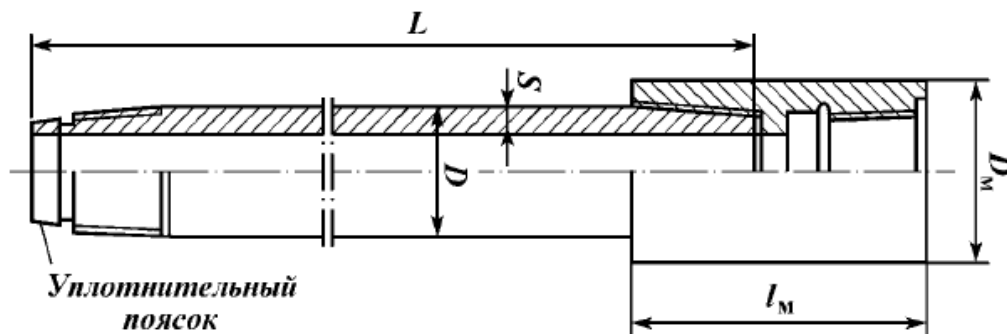
Трубы обсадные с конической резьбой трапецеидального профиля (ОТТМ)

Хорошая свинчиваемость, без перекосов и заеданий. Меньшее число оборотов. Высокая прочность по отношению к растягивающим нагрузкам.



Трубы обсадные с конической резьбой трапецеидального профиля и коническими уплотнительными поясками

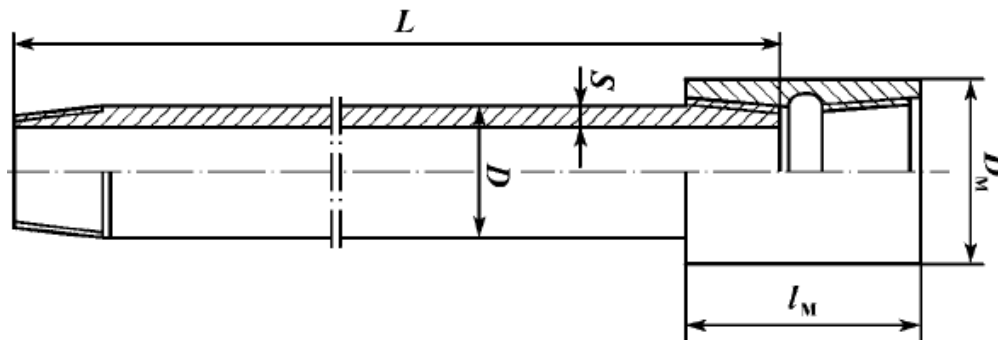
Высока герметичность за счет конических уплотнительных поясков, расположенных за резьбой со стороны меньших диаметров.





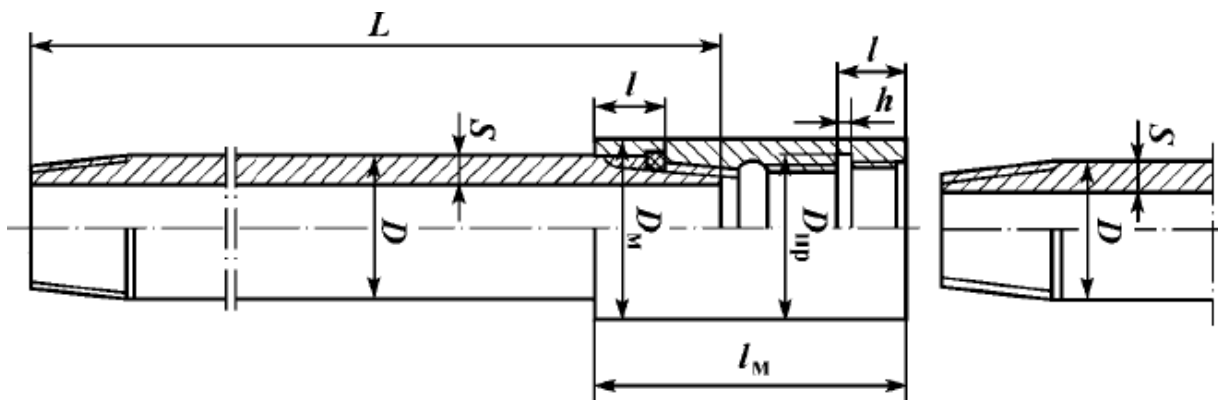
Трубы типа ОТТМ с уплотнительным антизадирным покрытием резьб муфт

Толщина покрытия от 29-30 до 30-50 мкм. Улучшение свинчиваемости, снижение на 10-20% крутящего момента при сборке, исключение заедания при сборке.



Трубы обсадные типов ОТТМ и ОТТГ с узлом уплотнения из полимерного материала

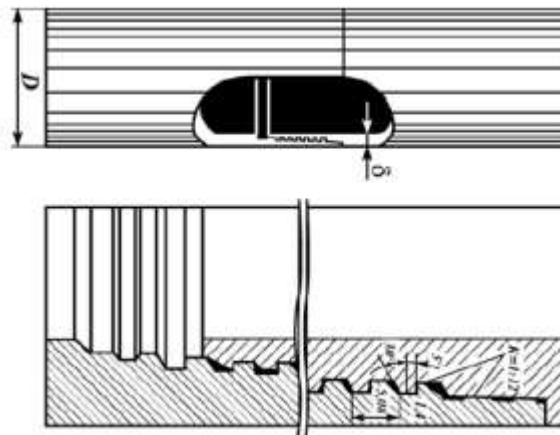
Наличие в муфтах проточек для размещения уплотнительных колец из полимерного материала.





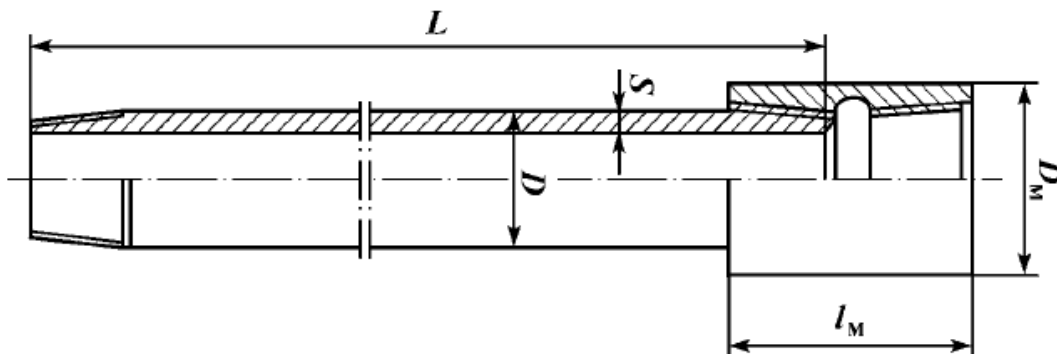
Трубы обсадные безмуфтовые ОГ1М

Спуск в скважину в качестве потайных колонн, хвостовиков, либо в качестве ЭК в скважинах со стесненными зазорами.



Трубы обсадные с упорной конической резьбой трапецеидального профиля «Батресс»

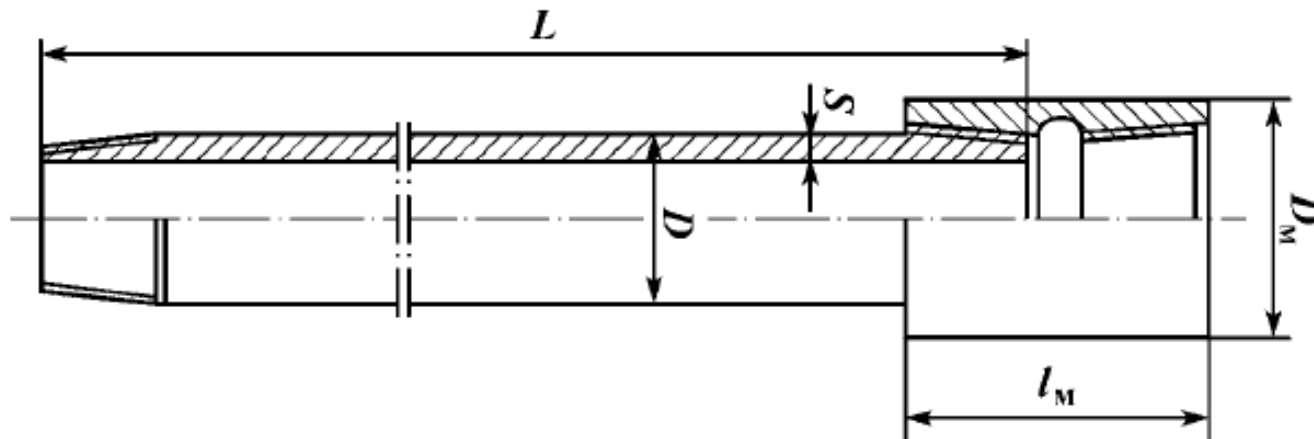
Высокая герметичность и прочность на растягивающие нагрузки по сравнению с резьбой треугольного профиля.





Трубы обсадные электросварные с упорной конической резьбой типа «Батресс»

Повышенная точность по наружному диаметру и толщине стенки. Прочность резьбового соединения по отношению к прочности основного тела трубы – 0,9 = уровень прочности горячекатанных труб ОТТМ.



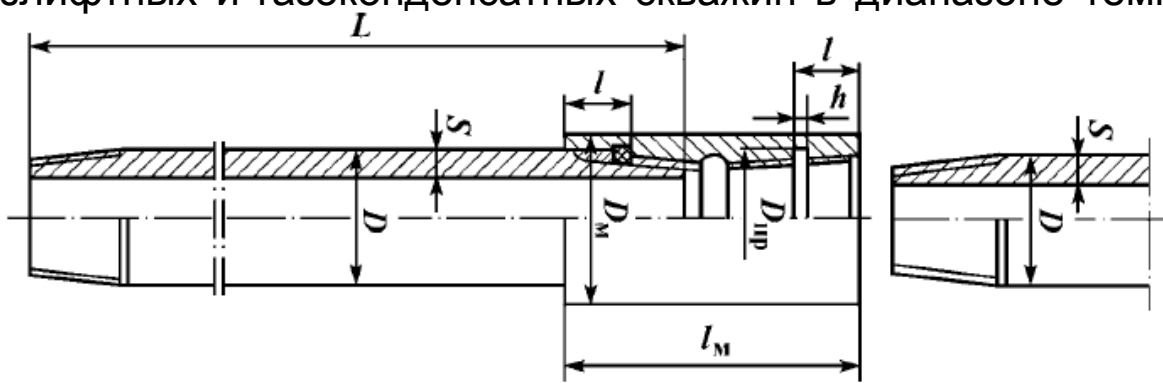
Трубы обсадные муфтовые повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости с резьбой типа «Батресс»

Марки стали – 25 «М» селект, 20 «М» селект и 20 «С» селект.



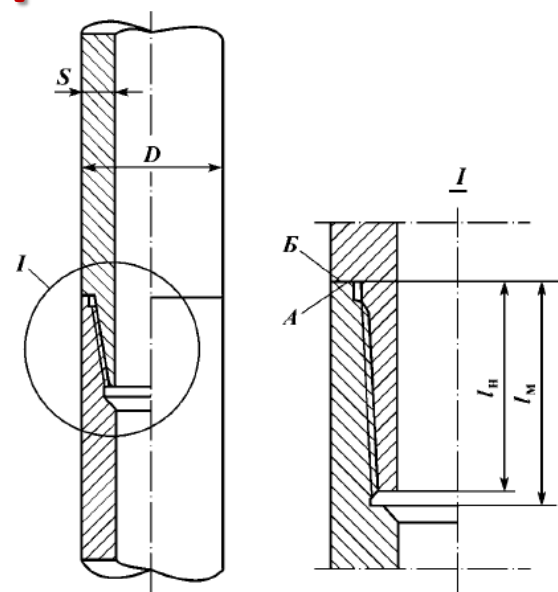
Трубы обсадные электросварные с резьбой типа «Батресс» и узлом уплотнения из полимерного материала

Крепление газлифтных и газоконденсатных скважин в диапазоне температур -60 до +250 С.



Трубы обсадные ОТТМ безмуфтовые, толстостенные с резьбой, высокопрочные

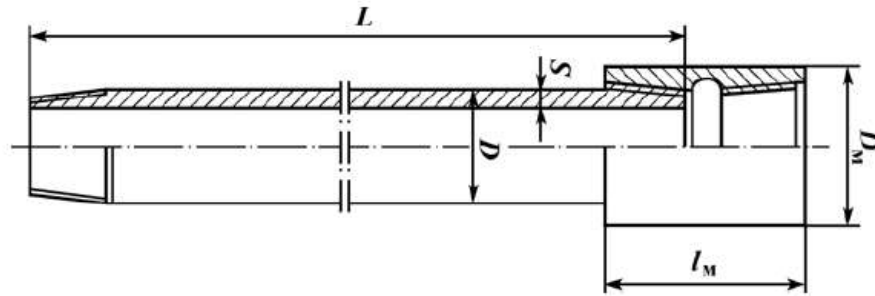
Введение в конструкцию резьбы ОТТМ дополнительного уплотнения А на торце ниппельного конца и Б на торце муфтового конца, что обеспечивает повышенную герметичность труб.





Трубы обсадные с резьбой ОТТМ-В, стойкие к сероводородному растрескиванию в среде с содержанием до 6%

Сталь группы прочности АС-75-2 (28ГМ). Термообработка.

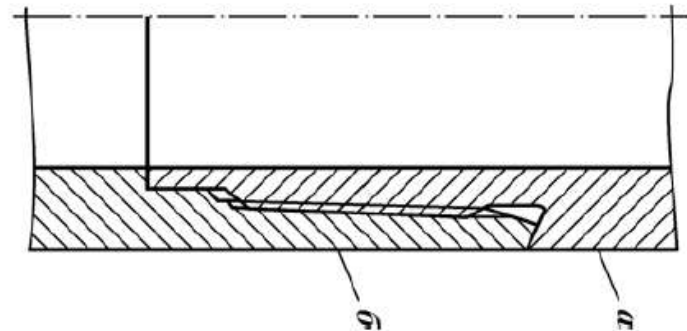


Трубы обсадные ОТТГ в хладостойком исполнении диаметром 245 мм

Крепление газовых скважин в районах Крайнего Севера.

Трубы обсадные стальные бесшовные безмуфтовые с резьбовым соединением типа СТТ (аналог FL 4S)

Использование в качестве хвостовика или другой потайной колонны, при работе на высоких давлениях.





Типы обсадных труб по типу резьбы

Треугольный

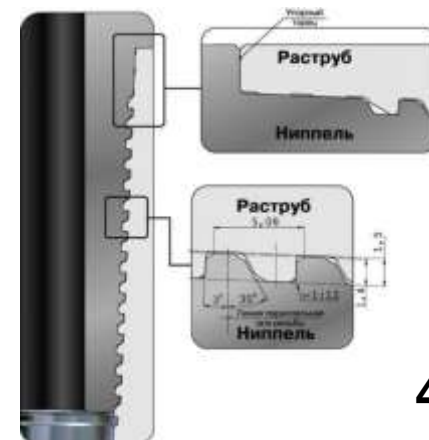
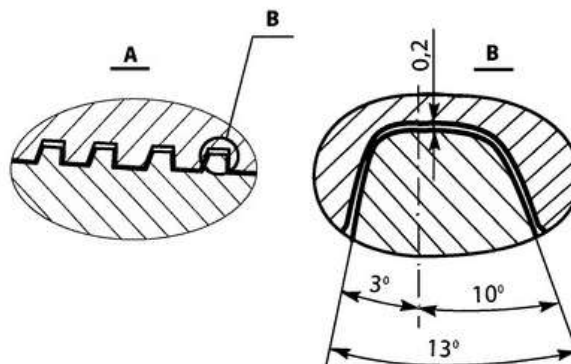
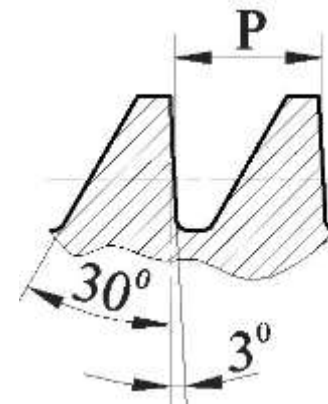
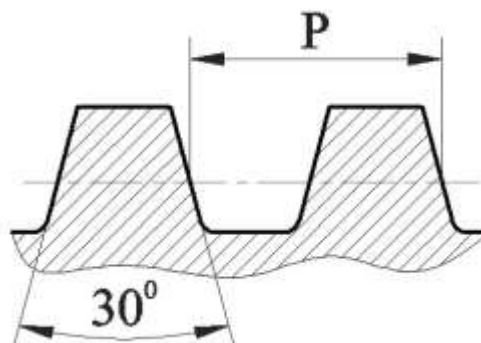
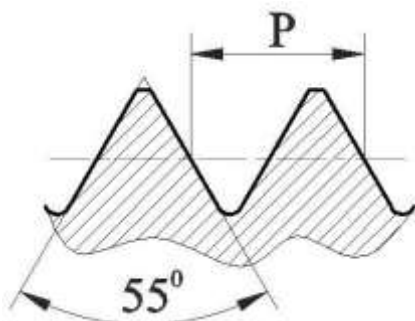
Трапецеидальный

Упорная резьба

С уплотнительными
поясками

Батресс

ОГ1М



По прочности: Д, К, Е, Л, М



Технологическая оснастка

Башмак

Обратный клапан

Муфта ступенчатого
цементирования

Скребок

Турбулизатор

Центратор

Пакер

Продавочные пробки

Подвеска хвостовика

Цементирующая
головка



Башмак колонный предназначен для оборудования нижней части обсадной трубы для направления колонны обсадных труб по стволу скважины, придания жёсткости нижнему концу обсадной колонны и защиты от повреждений при их спуске в скважину. Башмак состоит из стального толстостенного корпуса и неразъёмно-соединённой с ним формованной полусферической бетонной (чугунной) насадки.



Технологическая оснастка

Башмак

Обратный клапан

Муфта ступенчатого
цементирования

Скребок

Турбулизатор

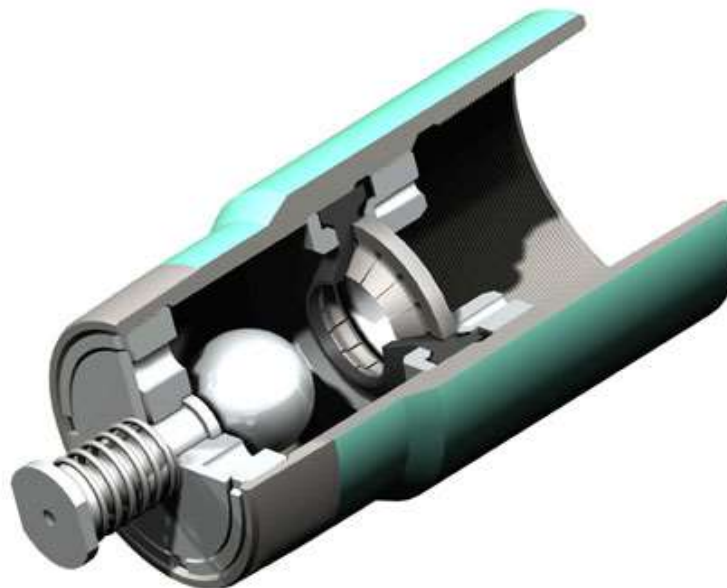
Центратор

Пакер

Продавочные пробки

Подвеска хвостовика

Цементирующая
головка



Клапаны обратные дроссельные предназначены для оснащения низа обсадных колонн с целью автоматического заполнения спускаемой обсадной колонны буровым раствором из скважины без перелива его на устье, выполнения функции «стоп» - кольца для посадки нижней и верхней разделительных пробок в процессе закачивания тампонажного раствора в колонну и продавливания его в заколонное пространство и предотвращения обратного перетока тампонажного раствора из заколонного пространства в колонну после его продавки.



Технологическая оснастка

Башмак

Обратный клапан

Муфта ступенчатого
цементирования

Скребок

Турбулизатор

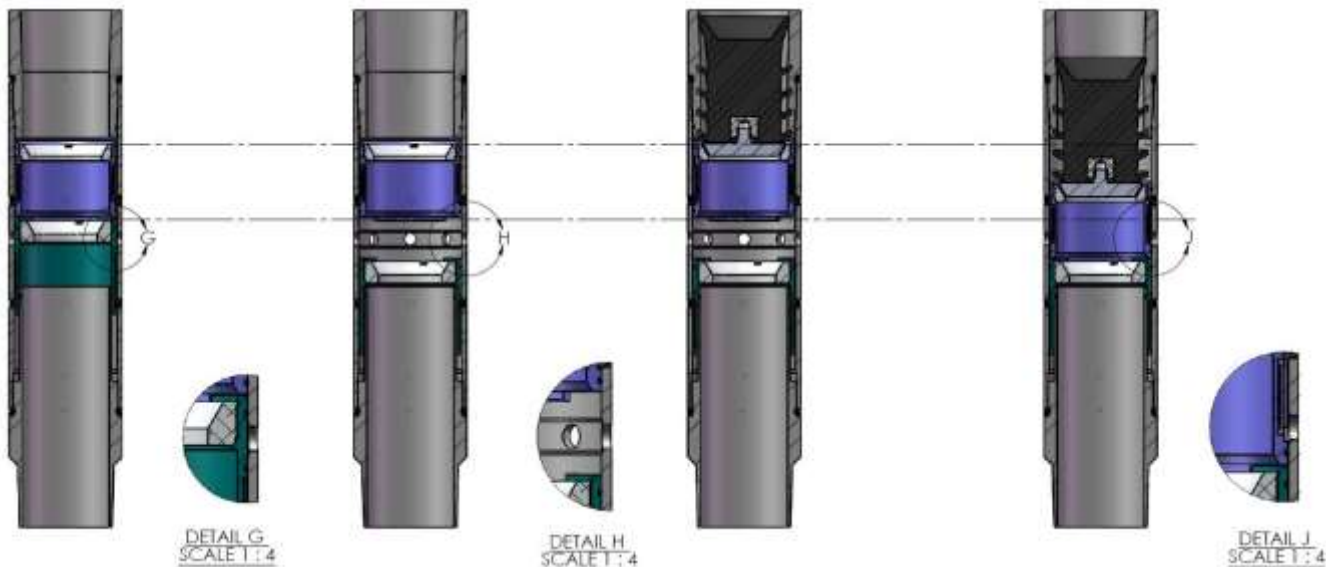
Центратор

Пакер

Продавочные пробки

Подвеска хвостовика

Цементирующая
головка



Положение
при спуске

Открытие
гидравлическим
давлением

Сброс
закрывающей
пробки и посадка
на закрывающее
седло

Под воздействием
давления
сдвигается
закрывающая
штулка—штулки
сдвигаются вниз

Муфты ступенчатого цементирования используют при цементировании обсадных колонн большой длины, чтобы предотвратить воздействие избыточного гидростатического давления на слабые пласты.



Технологическая оснастка

Башмак

Обратный клапан

Муфта ступенчатого
цементирования

Скребок

Турбулизатор

Центратор

Пакер

Продавочные пробки

Подвеска хвостовика

Цементирующая
головка



Скребки используются для обдирания глинистой корки со стенок скважины с целью улучшения сцепления цементного камня и горной породы.



Технологическая оснастка

Башмак

Обратный клапан

Муфта ступенчатого
цементирования

Скребок

Турбулизатор

Центратор

Пакер

Продавочные пробки

Подвеска хвостовика

Цементирующая
головка



Турбулизаторы используются на ответственных участках цементирования для турбулизации цементного раствора и более полного заполнения кольцевого пространства.



Технологическая оснастка

Башмак

Обратный клапан

Муфта ступенчатого
цементирования

Скребок

Турбулизатор

Центратор

Пакер

Продавочные пробки

Подвеска хвостовика

Цементирующая
головка



Центраторы предназначены для центрирования обсадных колонн при их спуске и их цементировании в скважинах в условиях эксплуатации.



Технологическая оснастка

Башмак

Обратный клапан

Муфта ступенчатого
цементирования

Скребок

Турбулизатор

Центратор

Пакер и якорь

Продавочные пробки

Подвеска хвостовика

Цементирующая
головка

- ПВ - перепад давления направлен вверх;
- ПН - перепад давления направлен вниз;
- ПД - перепад давления направлен вниз и вверх.



- извлекаемые
- разбурываемые

- механические М,
- гидравлические Г
- гидромеханические ГМ
- набухающие

Пакер предназначен для герметичного перекрытия кольцевого пространства интервала испытания от остальной части ствола скважины.

Якорь предназначен для создания опоры на стенку необсаженной скважины при установке пакеров в процессе испытания нефтяных и газовых скважин.



Технологическая оснастка

Башмак

Обратный клапан

Муфта ступенчатого
цементирования

Скребок

Турбулизатор

Центратор

Пакер

Продавочные пробки

Подвеска хвостовика

Цементирующая
головка



Продавочные пробки используют для очистки внутренней поверхности обсадных колонн от глины, продавки и разделения буферной жидкости и тампонажного раствора.



Технологическая оснастка

Башмак

Обратный клапан

Муфта ступенчатого
цементирования

Скребок

Турбулизатор

Центратор

Пакер

Продавочные пробки

Подвеска хвостовика

Цементирующая
головка

- цементируемая
- нецементируемая



Подвеска хвостовика предназначена для проведения спуска, подвески и герметизации хвостовика в скважине с цементированием, проведения технологических операций, связанных с цементированием и последовательным приведением в действие узлов якоря, пакера и автоматическим разъединением транспортировочной колонны и хвостовика и подъемом транспортировочной колонны.



Технологическая оснастка

Башмак

Обратный клапан

Муфта ступенчатого
цементирования

Скребок

Турбулизатор

Центратор

Пакер

Продавочные пробки

Подвеска хвостовика

Цементирующая
головка



Головки цементирующие предназначены для обвязки устья нефтяных, газовых и геологоразведочных скважин с целью: быстроразъёмного и герметичного соединения обсадной колонны с нагнетательными линиями цементирующих агрегатов или буровых насосов; предварительного размещения, фиксирования и последующего освобождения разделительных цементирующих пробок и управляющих элементов для устройств ступенчатого и манжетного цементирования; быстрого и беспрепятственного спуска в колонну через головку падающих пробок-бомб управления движением рабочих потоков буферной жидкости, бурового и тампонажного растворов по отношению к разделительным пробкам и управляющим элементам.



Цементирувочные агрегаты



Используются для нагнетания различных жидкостей при цементировании скважин в процессе бурения, а также для проведения других промывочно-продавочных работ в газовых и нефтяных месторождениях. Данный агрегат также может использоваться при работах по капитальному ремонту, который может заключаться в укреплении фундаментных оснований и других работах, связанных с нагнетанием цементного раствора.



Цементосмесительные машины



Цементосмесительные машины и агрегаты предназначены для транспортировки сухих тампонажных материалов (глинопорошков) и механизированного приготовления тампонажных (глинистых) растворов.



Осреднительная емкость



Смонтированный на базе цементосмесительной машины агрегат, который позволяет повышать качество цементного раствора за счет обеспечения дополнительных циклов перемешивания.



Блок манифольда



Блок манифольда (БМ) предназначен для обвязки насосных установок с устьем скважины при цементировании скважин, гидроразрыве пластов и проведении других промывочно-продавочных работ.



Станция контроля цементировани



Станция контроля цементировани предназначена для оперативного контроля и документирования процесса закачки цементных и тампонажных растворов при строительстве и ремонте нефтегазовых скважин и может использоваться в системах контроля технологических параметров закачки тампонажных, цементных и других растворов в скважину.



ТЕМА 3.

Проектирование и расчет обсадной колонны и технологической оснастки для сооружения скважины. Проектирование и расчет технологических жидкостей для цементирования, их свойств, химических реагентов и процесса цементирования в целом. Проектирование и расчет наземного цементировочного оборудования для сооружения скважины.



Нагрузки действующие на обсадную колонну

- продольные усилия растяжения от собственного веса;
- нагрузки, возникающие в связи с изменением скорости спуска;
- осевые нагрузки от трения обсадной колонны о стенки скважины при ее спуске;
- продольные нагрузки сжатия в нижней части колонны от собственного веса при разгрузке ее на забой;
- продольные нагрузки при эксплуатации вследствие продольных деформаций под воздействием изменения температурного режима;





Нагрузки действующие на обсадную колонну

На ОК скважины действует давление со стороны кольцевого пространства, называемое P_H (наружное давление) и действует давление внутри колонны P_B (внутреннее давление).

Осевые растягивающие нагрузки от сил собственного веса достигают максимального значения в конце спуска колонны. Наружное избыточное давление достигает максимального значения в конце эксплуатации скважины. Внутренние избыточные давления достигают максимального значения в период опрессовки обсадной колонны.





Нагрузки действующие на обсадную колонну

Виды давлений в скважине, которые могут учитываться при расчёте статических избыточных внешних и внутренних давлений.

1. Гидростатическое давление столба воды;
2. Гидростатическое давление столба БР;
3. Давление столба буферной жидкости;
4. Давление столба пластового флюида;
5. Давление столба тампонажной раствора;
6. Давление составного столба различных жидкостей;
7. Давление столба цементного камня;
8. Давление столба составного различных жидкостей и цементного камня;
9. Давление пластовое (Измеряется или прогнозируется);
10. Давление горное.



Нагрузки действующие на обсадную колонну

Для жидких сред поз. 1 – 6 давление определяется по законам гидростатики, для позиций 1-5 по формуле:

$$P_{1-5} = \rho_{1-5} g h_{1-5}$$

а для поз. 6 по формулам (т.к. жидкость не сжимаема):

$$\sum P = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 = g (\rho_1 h_1 + \rho_2 h_2 + \rho_3 h_3 + \rho_4 h_4);$$

$$\sum P = \rho_{СРВ} g L$$

$$\rho_{СРВ} = (\rho_1 h_1 + \rho_2 h_2 + \rho_3 h_3 + \rho_4 h_4) : (h_1 + h_2 + h_3 + h_4 = L);$$

Давление столба цементного камня $P_{цк}$ в не обсаженном предыдущей колонной интервале определяется по формуле:

$$P_{цк} = \rho_{ТР} g h_{цк} (1 - k)$$

где: k – коэффициент разгрузки, связанной с твердением цементного раствора, который определяется из таблицы.

В интервале, обсаженном предыдущей колонной, давление столба цементного камня определяется как гидростатическое давление пластовой воды.

Давление составного столба цементного камня и жидкости $P_{цк+ж}$ равно:

$$P_{цк+ж} = P_{цк} + P_{ж}$$

Пластовое давление при расчётах обсадных колонн берётся прогнозируемое, либо фактически измеренное путём определения избыточного давления на загерметизированном устье скважины в конце проводки скважины. Пластовое давление берётся среднее по интервалу и учитывается на интервале пласта ± 50 м.

Горное давление представляет опасность для обсадных колонн только со стороны текучих пород в интервале этих пород ± 50 м. Т.к. в данном разрезе текучих пород нет, следовательно горное давление не учитываем.

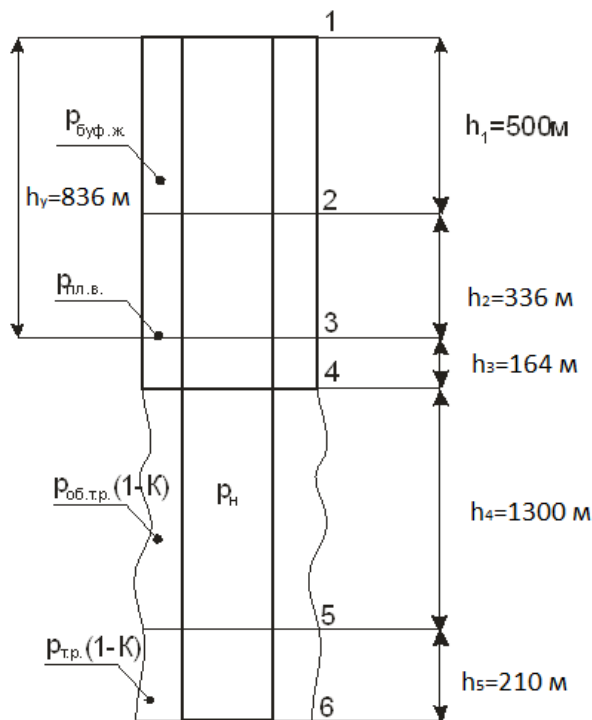


Расчет наружных избыточных давлений

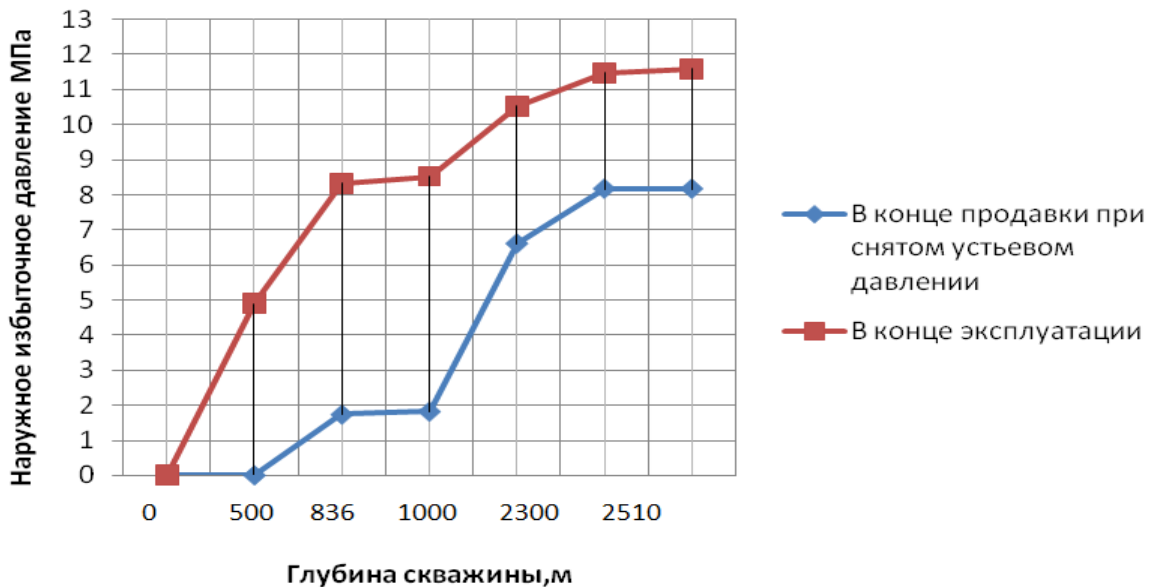
1 случай: При цементировании: в конце продавки ТС и снятом на устье давлении)

2 случай: При снижении уровня жидкости в колонне: при испытании на герметичность снижением уровня; вызов притока (в начале эксплуатации).

3 случай: Конец эксплуатации: снижение уровня флюида для нефтяных скважин, снижение давления для газовых скважин.



Наружные избыточные давления





Расчет внутренних избыточных давлений

1 случай: Конец продавки тампонажного раствора при посадке пробки на стоп-кольцо

Расчет давления на цементировочной головке

$$P_{цг} = \Delta P_{гс} + P_{гд} + P_{ст},$$

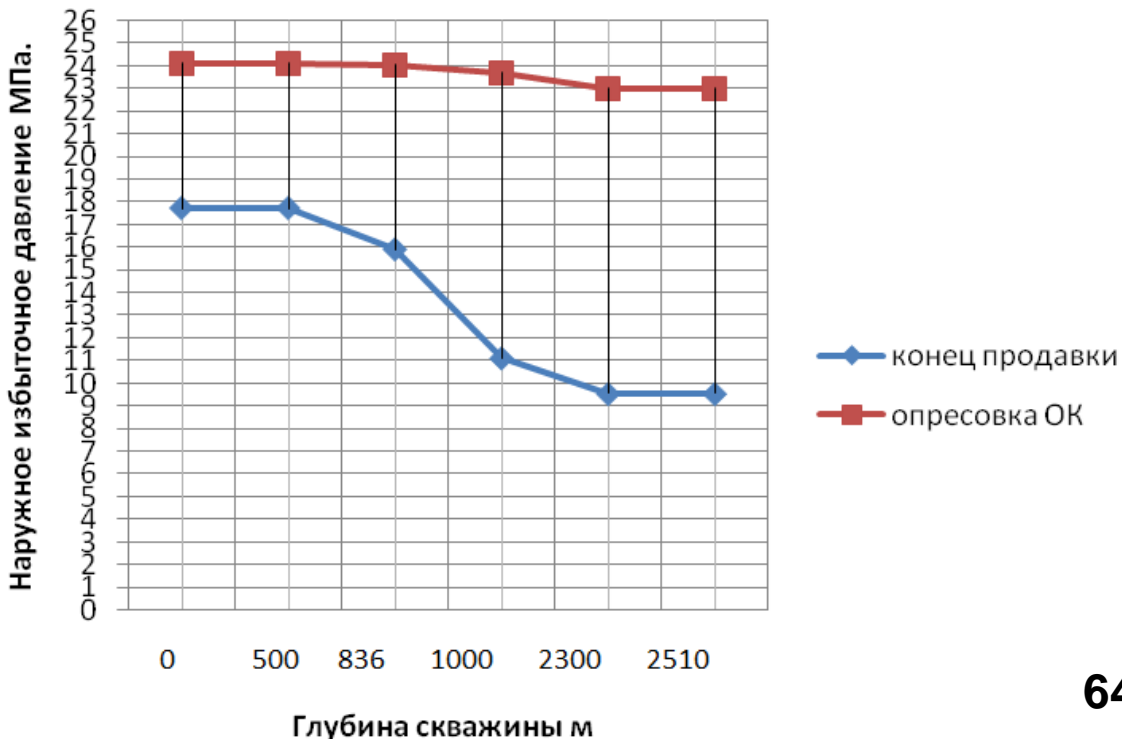
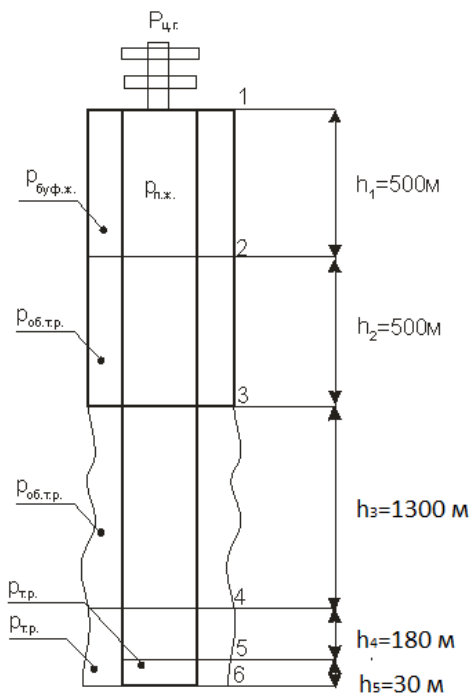
где $\Delta P_{гс}$ – разность гидростатических давлений, возникающих из-за разности плотностей жидкости в затрубном пространстве и внутри колонны;

$P_{гд}$ – гидродинамическое давление, необходимое для преодоления гидравлических сопротивлений жидкости при движении её внутри колонны и в затрубном пространстве;

$P_{ст}$ – дополнительное давление, возникающее при получении сигнала “стоп”.

2 случай: Опрессовка обсадной колонны

Внутренние избыточные давления





Конструирование обсадной колонны по длине

1. Расчет начинается первоначально для труб 1 секции из группы прочности Д
2. Требуемая прочность трубы на смятие для 1-ой секции $P^1_{см}$, которая удовлетворяет условию

$$P^1_{см} \geq n_{см} P^1_{ни}$$

где: $P^1_{ни}$ - величина наружного избыточного давления в начале 1-ой секции (на забое);

$n_{см}$ - коэффициент запаса на смятие внешним избыточным давлением.

3. Выбор минимальной толщины стенки обсадных труб, выдерживающих это давление
4. Глубина спуска 1 секции

$$L^1 = h_k + 50 \text{ м}$$

где h_k – глубина кровли пласта, м.

5. По эюре определяется наружное избыточное давление на верхнем конце первой секции $P^2_{ни}$ и по таблице находят трубы с толщиной стенки δ^2 , у которых $P^2_{см}$ больше $P^2_{ни}$, из которых будет состоять 2-я секция.



Конструирование обсадной колонны по длине

6. Предварительная длина 1-ой секции l^1 определяется по формуле

$$l^1 = L - L^1$$

где L – длина скважины по стволу, м;

L^1 – глубина спуска 1-й секции обсадных колонн, м.

7. Предварительный вес 1 секции

$$G^1 = l^1 \cdot q^1$$

где q^1 - вес 1 метра обсадной колонны, кН/м.





Конструирование обсадной колонны по длине

8. Корректируется прочность на смятие труб для 2-ой секции с учетом двухосного нагружения от наружного избыточного давления и растяжения от веса 1-ой секции

$$*P_{CM}^2 = P_{CM}^2 (1 - 0,3 G^1 / Q_T^2),$$

где $*P_{CM}^2$ - прочность на смятие труб 2-ой секции при двухосном нагружении, МПа;

P_{CM}^2 - прочность на смятие труб 2-ой секции при радиальном нагружении;

G^1 - растягивающая нагрузка на 2-ю секцию, равная весу 1-ой секции;

Q_T^2 - растягивающая нагрузка для 2-ой секции, при которой напряжение в теле трубы достигает предела текучести.

9. Коэффициент запаса определяется по формуле

$$n_c = *P_{CM}^2 / P_{НИ}^2 \geq 1.$$



Конструирование обсадной колонны по длине

10. Предполагается, что вторая секция труб может использоваться до устья, поэтому рассчитываются коэффициенты запаса прочности:

10.1. На внутренне давление (берется точка на устье) по:

$$n_p = P^2_p / P^2_{ви} \geq 1,15$$

где P^2_p - прочность труб 2-ой секции на внутреннее давление;

$P^2_{ви}$ - внутреннее избыточное давление на устье скважины.

10.2. На страгивание в резьбовом соединении:

$$n_{СТР} = Q^2_{СТР} / \Sigma * G > 1,30$$

где $Q^2_{СТР}$ - прочность на страгивающие нагрузки для труб 2-ой секции

$\Sigma * G$ – общий вес обсадной колонны.

11. Вес второй секции, проектируемой до устья, определяется

$$G^2 = (L - L^1) * q^2$$

где L – длина скважины по стволу, м;

L^1 – длина 1-й секции обсадных труб, м;

q^2 – вес 1 метра обсадной трубы 2-й секции, кН/м.



Конструирование обсадной колонны по длине

11. Если условия по прочности выполняются, то 2я секция проектируется до устья. В противном случае, рассчитывается максимально допустимая глубина спуска данной секции с сохранением требуемого запаса прочности и проектируется следующая секция труб, с большей толщиной стенки, либо с большей категорией прочности.

№ секции	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Вес 1 метра, Кн	Марка труб	Интервалы установки, м	Вес секции, кН
1						
2						
3						

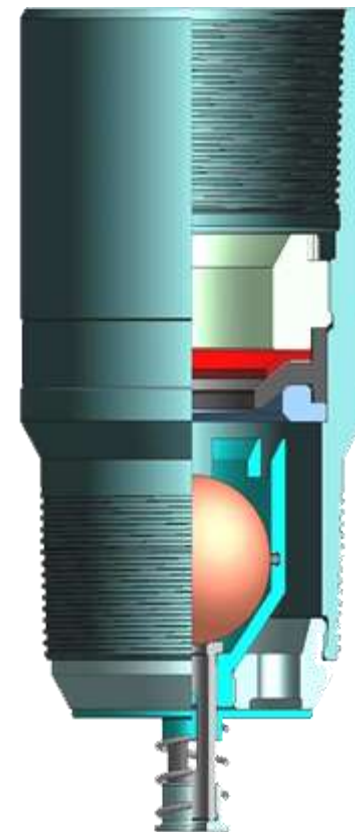
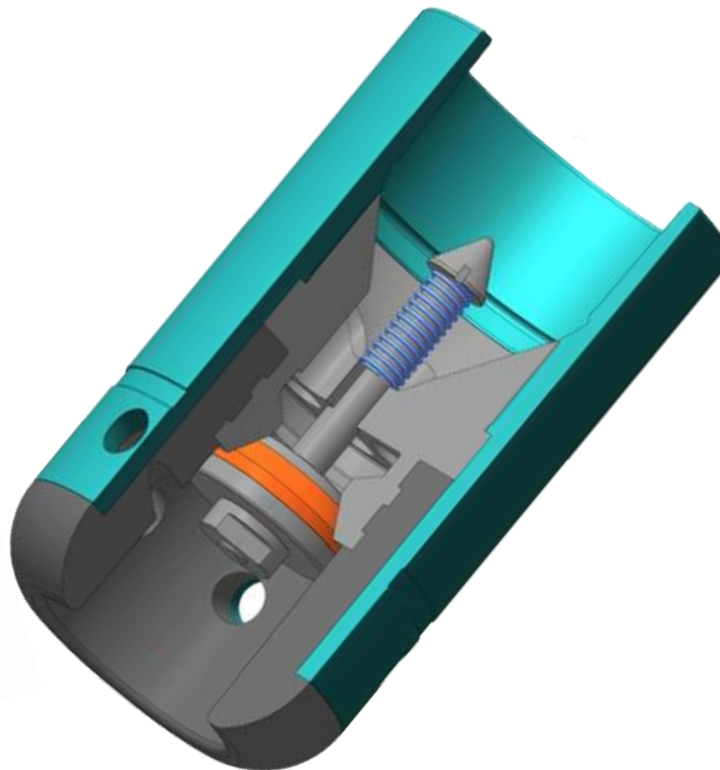


Проектирование технологической оснастки

Типоразмер

Технические характеристики
(рабочие давления)

Конструкция





Проектирование технологической оснастки (центраторы)

Участок продуктивного пласта

Участки искусственного искривления

Наклонные участки ствола

Предварительные расчеты

Расчет расстояний между центраторами

Расчет количества центраторов





Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов

1. При определении плотности облегчённого тампонажного раствора должно быть выполнено условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора.

$$P_{\text{ГСКП}} + P_{\text{ГДКП}} \leq 0,95 P_{\text{ПГ}} \text{ или } P_{\text{ГСКП}} + P_{\text{ГДКП}} \leq 0,95 P_{\text{ГР}}$$

где $P_{\text{ГСКП}}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{\text{ГДКП}}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{\text{ПГ}}$ – давление начала поглощения, МПа;

$P_{\text{ГР}}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины или в интервале пласта с наименьшим градиентом гидроразрыва, МПа.

2. Гидростатическое давление в кольцевом пространстве

$$P_{\text{ГДКП}} = (\lambda * \rho_{\text{срвз}} * v_{\text{кп}}^2 * L * 10^{-6}) / 2(D_{\text{СКВ}} * k^{0,5} - d_{\text{Н}})$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления, равный 0,035;

$\rho_{\text{срвз}}$ – средневзвешенная плотность растворов за колонной в конце продавки, кг/м³;

$v_{\text{кп}}$ – скорость восходящего потока за колонной в конце продавки, м/с;

L – длина ствола, м;

$D_{\text{СКВ}}$ – диаметр ствола скважины, м;

k – коэффициент кавернозности (средневзвешенный);

$d_{\text{Н}}$ – наружный диаметр обсадной колонны, м.



Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов

3. Необходимо выполнение условия.

$$P_{ГДЖП} = 0,95 \cdot P_{ГР}$$

4. Максимально возможная $\rho_{срвз}$, при которой не будет гидроразрыва пласта

$$\rho_{срвз} = 0,95 P_{ГР} \cdot 2 \cdot (D_{СКВ} \cdot k^{0,5} - d_H) / (\lambda \cdot v_{кп}^2 \cdot L \cdot 10^{-6} + 2 g_H D_{СКВ} k^{0,5} - 2g_H d_H)$$

5. Давление гидроразрыва пород

$$P_{ГР} = \sum grad P_{ГР} \cdot H$$

где $grad P_{ГР}$ – градиент давления гидроразрыва пород, кг·м/с²;

H – длина интервала с одним градиентом гидроразрыва, м;

6. Максимально допустимая $\rho_{тробл}$ (максимально допустимая плотность облепчённого тампонажного раствора)

$$\rho_{тробл} = [\rho_{срвз} \cdot H - (\rho_{бж} \cdot h_{бж} + \rho_{тр} \cdot h_{тр} + h_{бр} \cdot \rho_{бр})] / h_{тробл}$$

где $\rho_{бж}$ – плотность буферной жидкости, кг/м³;

$h_{бж}$ – длина интервала, занимаемого буферной жидкостью, м;

$\rho_{бр}$ – плотность бурового раствора, кг/м³;

$h_{бр}$ – длина интервала, занимаемого буровым раствором, м;

$\rho_{тр}$ – плотность тампонажного раствора нормальной плотности, кг/м³;

$h_{тр}$ – длина интервала, занимаемого тампонажным раствором нормальной плотности, м;

$h_{тробл}$ – длина интервала, занимаемого облепчённым тампонажным раствором, м.



Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов

7. Объём тампонажного раствора

$$V_{TP} = \frac{\pi}{4} \left[\left(D_{СКК}^2 \cdot k - D_{НОК}^2 \right) \cdot (L - H_K) + \left(d_{КОН}^2 - D_{ОК}^2 \right) \cdot H_{ЦК} + d_{НОК}^2 \cdot h_{СТ} \right]$$

где k – коэффициент кавернозности;

$D_{СКВ}$ – диаметр скважины, м;

$D_{ОК}$ – наружный диаметр обсадной колонны, м;

$d_{КОН}$ – внутренний диаметр кондуктора, м;

$d_{НОК}$ – внутренний диаметр низа обсадной колонны, м;

L – глубина скважины по стволу, в м;

H_K – глубина спуска кондуктора по стволу, м;

$H_{ЦК}$ – высота подъёма цементного раствора от башмака кондуктора по стволу, м;

$h_{СТ}$ – высота цементного стакана в обсадной колонне (расстояние между башмаком обсадной колонны и местом установки кольца «Стоп», м).

8. Для тампонажного раствора нормальной плотности

$$V_{НТР} = \frac{\pi}{4} \left[\left(D_{СКК}^2 \cdot k - D_{ОК}^2 \right) \cdot H_{ТР2} + d_{НОК}^2 \cdot h_{СТ} \right]$$

9. Для облегчённого тампонажного раствора

$$V_{обТР} = V_{ТР} - V_{НТР}$$



Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов

10. Плотность твердой фазы цемента

$$\rho_T = \rho_{ТР} / [1 - m (\rho_{ТР} / \rho_{Ж} - 1)],$$

где m – водоцементное отношение;

$\rho_{ТР}$ – требуемая плотность тампонажного раствора, кг/м³;

$\rho_{Ж}$ – плотность жидкости затворения, кг/м³.

11. Масса тампонажного материала G (в тоннах), необходимая для приготовления 1 м³ раствора

$$G = \rho_T (\rho_{ТР} - \rho_{Ж}) / (\rho_T - \rho_{Ж}),$$

12. Общая масса сухого тампонажного материала (в тоннах) для приготовления требуемого объема тампонажного раствора

$$G_{сух} = K_{ц} G V_{ТР},$$

где $K_{ц} = 1,03 \div 1,05$ - коэффициент, учитывающий потери тампонажного материала при погрузочно-разгрузочных работах.

13. Расход сухого тампонажного материала на 1 м³ воды затворения (в тоннах)

$$G_1 = \rho_T m$$

14. Полный объем воды для затворения общей массы сухого тампонажного материала (в м³)

$$V_B = K_B G_{сух} / G_1,$$

где $K_B = 1,08 \div 1,10$ - коэффициент, учитывающий потери воды.



Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей

15. Объем буферной жидкости для цементировании эксплуатационной колонны зависит от времени контакта для эффективной очистки затрубного пространства

$$V_{БЖ} = S_K \cdot V_{ВП} \cdot t,$$

где S_K – площадь затрубного (кольцевого) пространства, м²;

$V_{ВП}$ – скорость восходящего потока (берется скорость на 5-й передаче цементировочного агрегата для получения турбулентного течения), м/с;

t - время контакта, с (в соответствии с РД 39-00147001-767-2000 принимается равным 480÷600 с при турбулентном течении и 600÷900 при ламинарном течении).

16. Площадь кольцевого пространства

$$S_K = \pi \left(D_{СКВ}^2 \cdot k - d_H^2 \right) / 4,$$

где $D_{СКВ}$ – диаметр скважины, м;

k – коэффициент кавернозности (принимается средневзвешенный);

d_H – наружный диаметр обсадной колонны, м.



Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей

17. При определении объёма буферной жидкости с плотностью меньше плотности бурового раствора при вскрытых нефтегазовых пластах следует также учитывать возможность газонефтепроявления за счёт снижения забойного давления во время продавки этой жидкости в заколонное пространство. В этом случае допускается снижение репрессии на пласт до 2,5 %. Исходя из этого допущения, получена формула, определяющая максимально допустимый объём буферной жидкости ($V_{бж}$)

$$V_{БЖ} = \frac{0,5 \cdot \Delta P \cdot S_K}{\cos \alpha \cdot (\rho_{БР} - \rho_{БЖ}) \cdot g},$$

где $\rho_{бр}$ и $\rho_{бж}$ – плотности бурового раствора и буферной жидкости, кг/м³;

ΔP – величина репрессии в соответствии с правилами безопасности в нефтегазовой промышленности, Па;

S_K – площадь сечения затрубного пространства, м²;

α - средневзвешенный зенитный угол в интервале расположения буферной жидкости после её полного выхода из под башмака цементируемой колонны;

g – ускорение свободного падения, м/с².

18. Расчёт необходимого количества продавочной жидкости ($V_{пр}$)

$$V_{ПР} = k_{ПР} \cdot \pi \cdot \left[d_{ОК}^2 \cdot L - d_{НОК}^2 \cdot h_{СТ} \right] / 4,$$

где $k_{пр}$ - коэффициент, учитывающий сжатие продавочной жидкости (для глинистого раствора $k_{пр} = 1,03 - 1,05$);

$d_{ок}$ – средневзвешенный внутренний диаметр обсадной колонны, м.



Гидравлический расчет цементировани

Гидравлический расчет цементировани обсадных колонн проводят для определения необходимой суммарной подачи цементируемых агрегатов Q из условия обеспечения максимально возможной скорости восходящего потока бурового и тампонажного растворов в затрубном пространстве v , допустимого давления на цементирующей головке $P_{цг}$ и забое скважины P_3 (в интервале пласта с наименьшим градиентом гидроразрыва начала поглощения), а также для выбора цементирующего оборудования и определения продолжительности процесса цементировани $t_{ц}$. При этом принимаются следующие граничные условия:

$$P_{цг} \leq \frac{P_y}{1,5} \quad P_{цг} \leq P^1_{цг}$$

$$P_3 \leq 0,95 P_{пг} \text{ или } P_3 \leq 0,95 P_{гр}$$
$$t_{ц} = t_{цем} + 15 \text{ мин} \leq 0,75 t_{заг}$$

где P_y – максимальное внутреннее избыточное давление на устье принятое в расчётах колонны на прочность, МПа;

$P_{пг}$ – давление начала поглощения, МПа;

$P_{гр}$ - давление гидроразрыва пород на забое скважины или в интервале пласта с наименьшим градиентом гидроразрыва, МПа;

$t_{цем}$ - затраты времени на закачивание и продавливание тампонажного раствора, мин;

$t_{заг}$ - время загустевания тампонажного раствора, определяемое консистометром, мин;

15 мин – дополнительное время, необходимое для вывода цементосмесительной машины на режим, освобождения продавочной пробки и получения сигнала «Стоп».



Гидравлический расчет цементированья

19. Максимальное ожидаемое давление на цементирующей головке $P_{ЦГ}$

$$P_{ЦГ} = \Delta P_{ГС} + P_T + P_K + P_{СТ},$$

где $\Delta P_{ГС}$ - максимальная ожидаемая разность гидростатических давлений в затрубном пространстве и в трубах в конце процесса цементированья, МПа;

P_T , P_K - гидравлические сопротивления соответственно в трубах и в затрубном пространстве при принятом значении v , МПа;

$P_{СТ} = 2,5 \div 3$ МПа - давление момента «Стоп».

Разность гидростатических давлений $\Delta P_{ГС}$

$$\Delta P_{ГС} = 0.001 * (\rho_{срвзКП} - \rho_{срвзОК}) * g * H$$

$$\rho_{срвзК} = (\rho_{тр} * H_{тр} + \rho_{облтр} * H_{облтр} + \rho_{бж} * H_{бж} + \rho_{бр} * H_{бр}) / H$$

где: H - глубина скважины по вертикали, м;

$H_{тр}$ — высота подъема тампонажного раствора от башмака колонны по вертикали, м;

$H_{облтр}$ — высота столба облегченного тампонажного раствора, м;

$H_{бж}$ — высота столба буферной жидкости, м;

$h_{тр}$ — высота цементного стакана в колонне по вертикали, м;

$H_{пр}$ — высота столба продавочной жидкости, м;

$H_{бр}$ — высота столба буровой жидкости, м;

$\rho_{ПР}$ - плотность продавочной жидкости, г/см³;

$\rho_{ТР}$ - плотность тампонажного раствора нормальной плотности, г/см³;

$\rho_{БР}$ - плотность бурового раствора, г/см³;

$\rho_{ТРОбл}$ — плотность облегченного тампонажного раствора, г/см³;

$\rho_{бж}$ — плотность буферной жидкости, г/см³;

$\rho_{срвзК}$ - средневзвешанная плотность жидкости в затрубном пространстве, г/см³;

$\rho_{срвзТ}$ - средневзвешанная плотность жидкости в обсадной колонне, г/см³.



Гидравлический расчет цементирования

20. Гидравлические сопротивления внутри обсадной колонны (P_T) и в затрубном пространстве (P_K) в конце продавки тампонажной смеси находят по формулам Дарси-Вейсбаха

$$P_T = \sum P_T^i$$

$$P_K = 8,11 \lambda_K Q^2 \left\{ \rho_{TP(срвз \text{ в необсаж части ствола})} (L - l) / [(D_{СКВ} \cdot k^{0,5} - D_{ОК})^3 (D_{СКВ} \cdot k^{0,5} + D_{ОК})^2] + \rho_{СРВЗВ(в интервале кондуктора)} l / [(d_{КОН} - D_{ОК})^3 (d_{КОН} + D_{ОК})^2] \right\}$$

$$P_T^i = 8,11 \cdot \lambda_T \cdot \rho_{ПЖ} \cdot Q^2 \cdot L^i / d_{ОК^i}^5$$

где $\lambda_{T, K}$ - коэффициенты гидравлических сопротивлений внутри обсадной колонны и кольцевом пространстве, для практических расчетов принимаются равными 0,02 и 0,035 соответственно;

$D_{СКВ}$, $D_{ОК}$, $d_{КОН}$ - соответственно средний диаметр скважины, наружный диаметр обсадной колонны и внутренний диаметр кондуктора, см;

Q - производительность закачки раствора, л/с;

L - длина обсадной колонны, м;

l - длина кондуктора, м;

$d_{ОК^i}$ - внутренние диаметры секций обсадной колонны, см;

P_T^i - гидравлические сопротивления внутри секций обсадной колонны, имеющих диаметры $d_{ОК^i}$, МПа;

L^i - длина секций обсадной колонны, м;

$\rho_{СРВЗВ}$ - средневзвешенная плотность раствора в кондукторе в конце продавки тампонажной смеси, г/см³;

$\rho_{ПЖ}$ - плотность продавочной жидкости, г/см³.



Гидравлический расчет цементирования

21. Производительность закачки цементного и бурового растворов (Q)

$$Q = 0,0785 \cdot \left(D_{СКВ}^2 \cdot \sqrt{k} - D_{ОК}^2 \right) \cdot v,$$

где v – скорость подъёма тампонажного раствора в кольцевом пространстве в м/с.

22. Максимальное ожидаемое давление на забое скважины (P_3)

$$P_3 = P_{ГС} + P_K,$$

где $P_{ГС}$ – гидростатическое давление на забой со стороны составного столба тампонажного раствора, буферной жидкости и бурового растворов определяемое по формуле

$$P_{ГС} = 0,001 \cdot g \cdot \left(\rho_{БР} \cdot h_{БР} + \rho_{БЖ} \cdot h_{БЖ} + \rho_{обТР} \cdot h_{ТР1} + \rho_{нТР} \cdot h_{ТР2} \right)$$



Гидравлический расчет цементировании

23. Давление на цементировочных насосах цементировочных агрегатов $P_{ЦА}$

$$P_{ЦА} \geq P_{ЦГ} / 0,8$$

24. Максимальное давление на цементировочной головке, без учёта давления «Стоп» в конце продавки тампонажной смеси ($P_{Ц}$)

$$P_{Ц} = P_{ЦГ} - P_{СТ}$$

25. Рассчитывается давление, которое возникает на цементировочной головке в момент прихода тампонажной смеси на забой ($P^1_{Ц}$)

$$P^1_{Ц} = \Delta P^1_{ГС} + P^1_T + P^1_K,$$

где $\Delta P^1_{ГС}$ - максимальная ожидаемая разность гидростатических давлений в затрубном пространстве и в трубах на момент прихода тампонажной смеси на забой, МПа;

P^1_T , P^1_K - гидравлические сопротивления соответственно в трубах и в затрубном пространстве, МПа.



Гидравлический расчет цементирования

$$\Delta P^1_{ГС} = 0,001 * (\rho_{срвзКП} - \rho_{срвзОК}) * g * H,$$

Для определения $H_{Тр}$ (и облегченного, и обычного) необходимо найти объём, занимаемый этими растворами.

$$P^1_T = \Sigma P_T^i$$

$$P_T^i = 8,11 \cdot \lambda_T \cdot \rho_{ПЖ} \cdot Q_{МАХ}^2 \cdot L^i / d_{ОК}^5$$

где $Q_{МАХ}$ – максимальная производительность закачки раствора, л/с;

$d_{ОК}^i$ – внутренние диаметры секций обсадной колонны, см;

L^i – длина секций обсадной колонны, м;

$\rho_{ПЖ}$ – плотность продавочной жидкости, г/см³.

$$P_K = 8,11 \lambda_K Q_{макс}^2 \left\{ \rho_{БР} (L - l) / [(D_{СКВ} \cdot k^{0,5} - D_{ОК})^3 (D_{СКВ} \cdot k^{0,5} + D_{ОК})^2] + \rho_{СРВЗВ} l / [(d_{КОН} - D_{ОК})^3 (d_{КОН} + D_{ОК})^2] \right\};$$

где $\lambda_{Т, К}$ – коэффициенты гидравлических сопротивлений внутри обсадной колонны и кольцевом пространстве, для практических расчетов принимаются равными 0,02 и 0,035 соответственно;

$D_{СКВ}$, $D_{ОК}$, $d_{ОК}$ – соответственно средний диаметр скважины, наружный диаметр обсадной колонны и внутренние диаметры участков обсадных труб, см;

L – длина обсадной колонны, м.

ρ^i – плотность раствора в секциях обсадной колонны, г/см³. Она равна плотности тампонажного раствора $\rho_{Тр}$, если необходимый объём тампонажного раствора $V_{Тр} \geq V_{ОК}$;

L^i – длина секций обсадной колонны, м;

$d_{ОК}^i$ – внутренние диаметр секций обсадной колонны, см.



Гидравлический расчет цементирования

Просуммировав полученные значения $\Delta P_{ГС}^1$, $P_{Т}^1$, $P_{К}^1$ найдём величину давления на цементировочной головке в момент прихода тампонажного раствора на забой.

$$P_{Ц}^1 = \Delta P_{ГС}^1 + P_{Т}^1 + P_{К}^1$$

Давление на цементировочной головке в момент начала закачки тампонажного раствора в обсадную колонну $P_{Ц}^0$ (в МПа) равно сумме гидравлических сопротивлений в секциях обсадной колонны $P_{Т}^0$ и $P_{К}^0$

$$P_{Ц}^0 = P_{Т}^0 + P_{К}^0$$

$$P_{Т}^0 = \sum P_{Т}^i$$

$$P_{Т}^i = 8,11 \lambda_{Т} \rho_{ПЖ} Q_{СУМ}^2 L^i / d_{ОК}^5$$

Производится проверка, возможно ли осуществлять закачку тампонажного раствора в режиме максимальной подачи ЦА (5 передача), должно выполняться условие

$$P_{ГС}^0 + P_{К}^0 \leq 0,95 P_{ГР}$$

$$P_{ГС}^0 = 0,001 * \rho_{БР} * g * H_{БР}$$

Если условие выполняется, то можно начать закачку ЦА можно на 5-ой передаче. Давление на цементировочной головке в начале закачки тампонажного раствора в обсадную колонну не должно быть больше давления в конце продавки. По результатам расчёта это условие выполняется.

Таким образом, найдены необходимые для построения графика изменения давления на цементировочной головке величины давлений в моменты начала закачки тампонажного раствора $P_{Ц}^0$, прихода тампонажного раствора на забой $P_{Ц}^1$ и конца продавки $P_{Ц}$ (ординаты графика).



Технологический режим цементирования скважины

1. Объёмы рассчитываются без учёта закачки буферной жидкости. На момент начала закачки тампонажного раствора объём (ΣV^0) равен нулю. В момент прихода тампонажного раствора на забой (ΣV^1) равна внутреннему объёму обсадной колонны (V_{OK}):

$$\Sigma V^1 = V_{OK}$$

$$V_{OK} = \frac{\pi \cdot d_{OK}^2 \cdot L}{4},$$

где L - длина скважины по стволу, м;

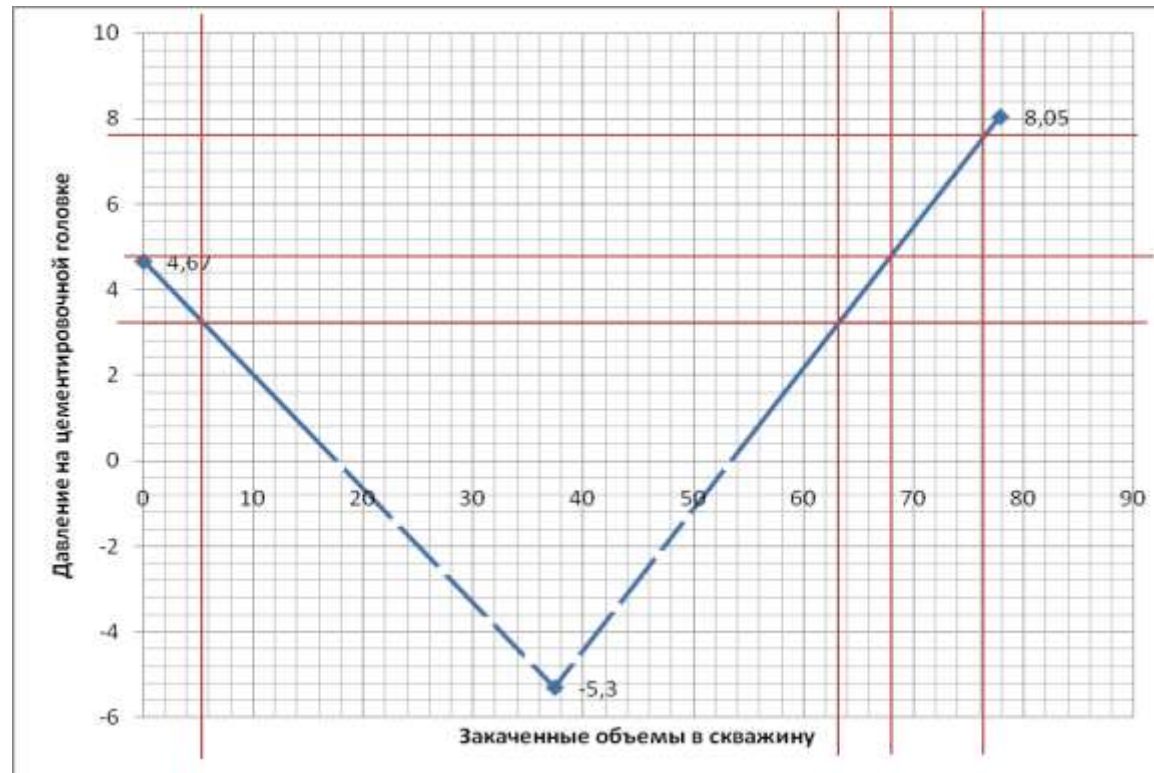
d_{OK} – средневзвешенный внутренний диаметр обсадной колонны, м.

$$\Sigma V = V_{TP} + V_{ПР}$$

В конце продавки тампонажного раствора (ΣV) равен сумме объёмов тампонажного раствора (V_{OK}) и продавочной жидкости (V_{OK}):



График изменения давления на э цементировочной головке



На график накладываются горизонтальные линии соответствующие максимальным давлениям развиваемым цементировочным насосом цементировочных агрегатов на каждой передаче, от максимально допустимой до низшей передачи, предварительно умноженным на 0,8. То есть строятся графики $P_i(V) \cdot 0,8$, совмещённые с графиком изменения давления на цементировочной головке.

Пересечения этих графиков дают возможность определить объёмы технологических жидкостей, откаченные цементировочными насосами на разных передачах V_i с расходами $Q_i = q_i(n-1)$. Здесь n – число цементировочных агрегатов, q_i подача цементировочного насоса на i -ой передаче.



Технологический режим цементирование скважины

2. Вычисляется общее время закачки и продавки тампонажного раствора $t_{\text{цем}}$ в минутах, по формуле

$$t_{\text{цем}} = 16,7 \sum V_i / (q_i (n-1)) + 16,7 V_{II} / q_{II},$$

где q_i - производительность одного цементировочного агрегата на i -ой передаче, л/с;

n – число цементировочных агрегатов;

V_i – объёмы, откаченные всеми задействованными цементировочными агрегатами на i -ой передаче, м^3 .

q_{II} – производительность одного цементировочного агрегата на второй передаче до момента посадки цементировочной пробки на стоп, л/с;

V_{II} – объём, откачиваемый одним цементировочным агрегатом до посадки цементировочной пробки на стоп-кольцо, равный $V_{II} = 1,0 \div 1,5 \text{ м}^3$.

3. Затем определяется время цементирование скважины $t_{\text{ц}}$ (в мин)

$$t_{\text{ц}} = t_{\text{цем}} + 15 \text{ мин}$$

где $t_{\text{цем}}$ - затраты времени на закачивание тампонажного раствора и его продавку, мин;

15 мин – дополнительное время, необходимое для вывода цементосмесительной машины на режим, освобождения продавочной пробки и получения сигнала «Стоп».



Технологический режим цементировании скважины

4. По вычисленному значению $t_{ц}$ проверяется следующее условие:

$$t_{ц} = t_{цЕМ} + 15 \text{ мин} \leq 0,75 t_{ЗАГ}$$

Если условие выполняется, то в тампонажный раствор не требуется вводить добавки замедлителя схватывания.

5. Рассчитывается также число агрегатов, задействованных в закачке буферной жидкости

$$n_{БЖ} = V_{БЖ} / V_{МБ}$$

где $V_{БЖ}$ – объём буферной жидкости, м³;

$V_{МБ}$ – объём мерных баков, м³.

6. Время закачки буферной жидкости $t_{БЖ}$

$$t_{БЖ} = 16,7 * V_{БЖ} / (q_{МАКС} n_{БЖ}),$$

где $V_{БЖ}$ – объём буферной жидкости, м³;

$q_{МАКС}$ - производительность закачки раствора в обсадную колонну одним цементировочным агрегатом в режиме ускоренной закачки, л/с.



Проектирование наземного оборудования для цементирования

1. По расчетным значениям расхода и давлений на агрегатах (Q и $P_{\text{ЦА}}$) выбирается тип цементировочных агрегатов (ЦА) и их количество

$$n = Q/q + 1$$

где q — производительность одного ЦА на второй скорости при давлении $P_{\text{ЦА}}$;

1 — резервный агрегат.

2. Проектируется дополнительный агрегат в виде осреднительной емкости для приготовления тампонажных растворов для изоляции продуктивных горизонтов.

3. Определяется суммарная подача 3 насосов, работающих на скважину:

$$Q_{\text{МАХ}} = q_5 * n$$

где: q_5 - идеальная подача на 5-ой передаче, л/с;

n - количество ЦА без учёта резервного



Проектирование наземного оборудования для цементирования

4. Проверка возможности закачки тампонажного раствора на максимальной передаче. При необходимости, планирование дополнительных агрегатов для работы на осреднительную емкость.

5. Определение суммарной подачи дополнительных агрегатов.

6. Определение коэффициента запаса по производительности агрегатов работающих на осреднительную ёмкость

$$k_{\text{оср.ёмк.}} = Q_{\text{доп.}} / Q_{\text{мах.}}$$

7. Проверяется достаточно ли суммарного объёма мерных баков цементировочных агрегатов $V_{\text{МБ}}$ (в м³) для воды затворения тампонажной смеси

$$n_{\text{ц.а.}} = V_{\text{в.}} / V_{\text{м.б.}}$$

где $V_{\text{в}}$ – объём воды затворения, м³;

$V_{\text{м.б.}}$ – объём мерных баков цементировочных агрегатов;



Проектирование наземного оборудования для цементирования

8. Выбор и определение количества цементосмесительных машин

$$m = Q_v / q_{\text{см}},$$

где $q_{\text{см}}$ - производительность одной цементосмесительной машины.

9. По количеству необходимого сухого порошка, затариваемого в смесительные машины, определяется их количество.

$$n_{\text{с.м.}} = \Sigma G / G_1,$$

где ΣG – суммарное количество сухого порошка, необходимого для проведения цементирования.

10. Проведение дополнительных расчетов по п.9, с учетом недопущения смешивания цементов (количество машин рассчитывается отдельно для каждого типа цемента).



Вопросы для самопроверки

1. Способы цементирования скважин.
2. Что такое тампонажный раствор.
3. Состав тампонажного раствора.
4. Функции тампонажных растворов.
5. Требования, предъявляемые к тампонажным растворам.
6. Требования, предъявляемые к цементному камню.
7. Классификация вяжущих веществ тампонажных растворов.
8. Достоинства и недостатки портландцемента.
9. Классификация добавок к вяжущим веществам тампонажных растворов.
10. Классификация тампонажных растворов по температуре применения.
11. Классификация тампонажных растворов по плотности.
12. Классификация тампонажных растворов по устойчивости к агрессивным средам.
13. Степень дисперсности тампонажных цементов.
14. Водоцементное отношение тампонажных растворов.
15. Влияние давления на свойства тампонажных растворов.
16. Влияние температуры на свойства тампонажных растворов.
17. Ускорители схватывания тампонажного раствора.
18. Замедлители схватывания тампонажного раствора.
19. Пластификаторы тампонажного раствора.
20. Понижители фильтрации тампонажного раствора.



Вопросы для самопроверки

21. Виды контроля качества тампонажного цемента, раствора и камня.
22. Приборы для определения плотности тампонажного раствора.
23. Приборы для определения растекаемости тампонажного раствора.
24. Приборы для определения сроков схватывания тампонажного раствора.
25. Приборы для определения времени загустевания тампонажного раствора.
26. Приборы для определения прочности тампонажного камня.
27. Классификация обсадных труб.
28. Типы резьбы обсадных труб.
29. Конструкции и назначение башмаков колонных.
30. Конструкции и назначение клапанов обратных.
31. Конструкции и назначение муфт ступенчатого цементированья.
32. Конструкции и назначение колонных скребков.
33. Конструкции и назначение турбулизаторов.
34. Конструкции и назначение центраторов колонных.
35. Конструкции и назначение пакеров.
36. Конструкции и назначение продавочных пробок.
37. Конструкции и назначение цементировочных головок.
38. Конструкции и назначение цементировочных агрегатов.
39. Конструкции и назначение цементосмесительных машин.
40. Конструкции и назначение осреднительных емкостей.
41. Конструкции и назначение блока манифольдов.
42. Конструкции и назначение станции контроля цементированья.
43. Алгоритм проектирования обсадной колонны.
44. Алгоритм выбора технологической оснастки обсадной колонны.

Спасибо за внимание!!!