

Лекция №7. ОБСАДНЫЕ КОЛОННЫ

Часть 1. Обсадные трубы

ОБСАДНЫЕ ТРУБЫ

Обсадные трубы служат для комплектования обсадных колонн при креплении скважин и разобщении проницаемых горизонтов. Производятся в соответствии с ГОСТ 632-80 и разработанными на его основе техническими условиями. Номенклатура труб, разрешённая к производству ГОСТом и техническими условиями называется сортаментом. Сортамент разработан на основе следующих характеристик обсадных труб:

1. геометрических параметров;
2. типа соединения;
3. материала труб;
4. прочностных характеристик.



ГЕОМЕТРИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ

Номинальный диаметр измеряется с точностью до десятых долей мм, **условный** – до целых мм. По условному диаметру существует 19 типов размеров труб:

114	127	140	146	168	178	194	219	245	273
299	324	340	351	377	407	426	473	508	

Категория исполнения «А» - повышенной точности и качества;

Категория исполнения «Б» - обычное.

Возможные отклонения по диаметру для труб категории «А» $\pm 0.75\%$;

для «Б» - для $\varnothing < 219$ - $\pm 1\%$; для труб с диаметром > 219 - $\pm 1.25\%$.

ГЕОМЕТРИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ

Толщина стенки: Имеется определённый набор толщин для каждого диаметра. Для всех диаметров и исполнений отклонения составляют 12.5%. Контроль производится шаблоном.

Диаметр труб	114 – 219	245 - 340	351 - 508
Длина шаблона, мм	150	300	300
Диаметр шаблона, мм	$d_{\text{ВНУТР}} - 3 \text{ мм}$	$d_{\text{ВНУТР}} - 4 \text{ мм}$	$d_{\text{ВНУТР}} - 5 \text{ мм}$

Длина труб: Производятся трубы длиной от 9.5 до 13 м (до 75%). Также могут использоваться трубы длиной 8–9.5 м (до 20%) и 5–8 м (до 1%).

Наибольшая допускаемая кривизна 1/2000 от длины. По ГОСТ 632-80 трубы диаметром от 114 до 508 мм выполняются с резьбовым соединением. Без резьбового соединения трубы выпускаются под другими ГОСТами следующих диаметров:

530	560	630	720	820	
920	1020	1120	1220	1320	1420

Типы соединений

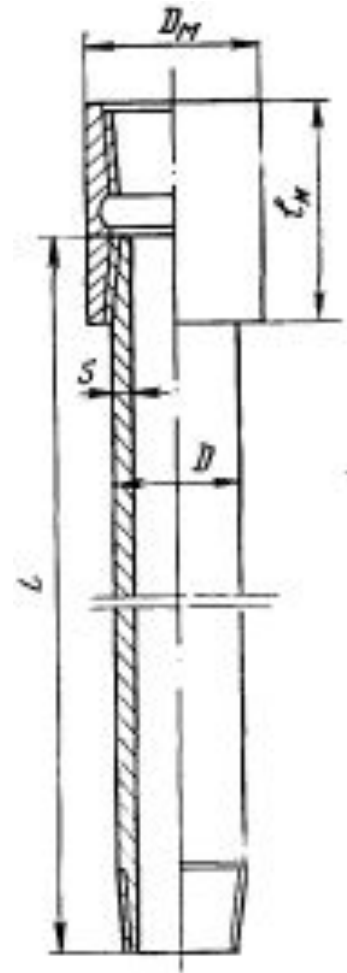
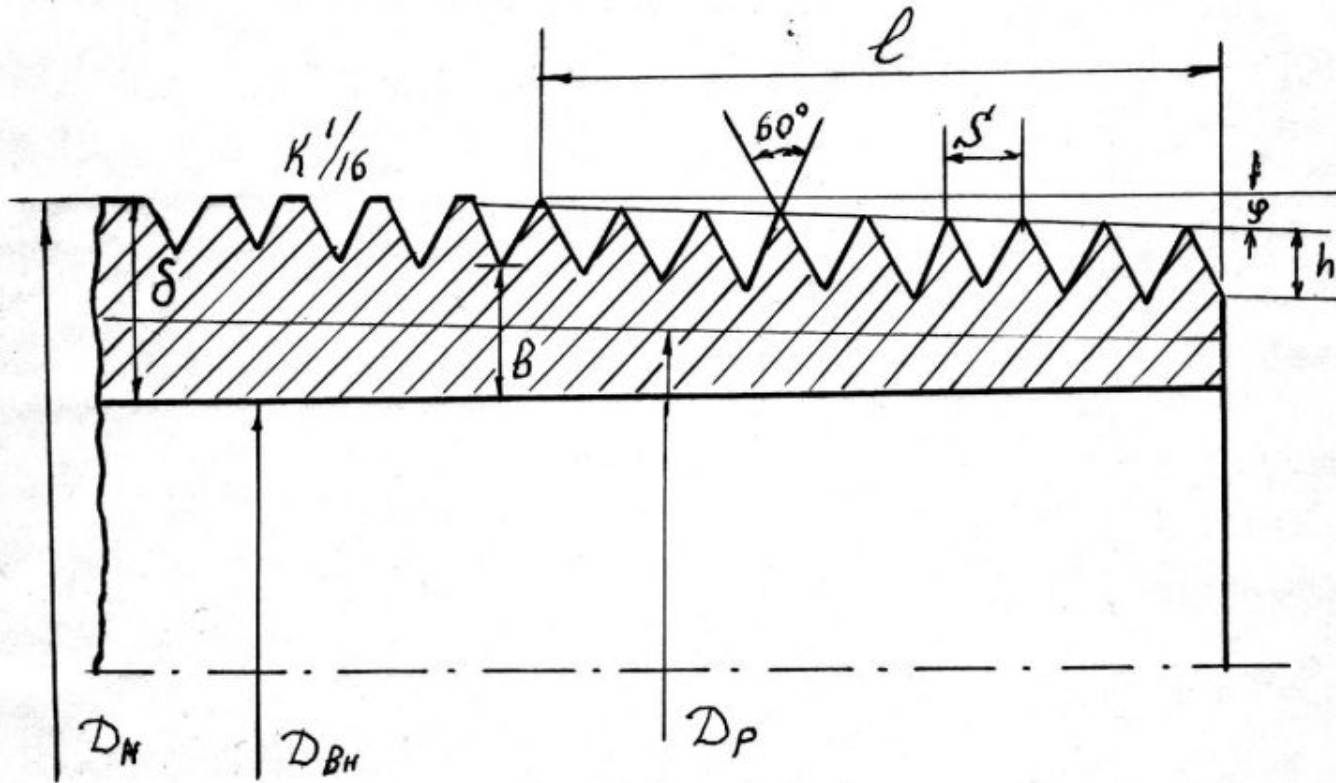
- Резьбовые (114 – 508 мм);
- Безрезьбовые, сварные.

Тип резьбового соединения определяет тип обсадной трубы.

Имеются обсадные трубы следующих типов:

- трубы муфтового соединения с резьбой треугольного профиля, в том числе с удлинённой (удл);
- трубы муфтового соединения с резьбой трапециидального профиля ОТТМ;
- трубы муфтового соединения повышенной герметичности ОТТГ;
- трубы обсадные безмуфтовые (раструбные) с резьбой трапециидального профиля повышенной герметичности ТБО;
- трубы обсадные безмуфтовые (гладкие) с резьбой трапециидального профиля ОГ1м;
- Трубы обсадные по стандартам АНИ муфтового соединения с упорной конической резьбой Батресс;
- Трубы по стандартам АНИ с безмуфтовыми высокогерметичными соединениями Экстрем-Лайн.

Типы соединений



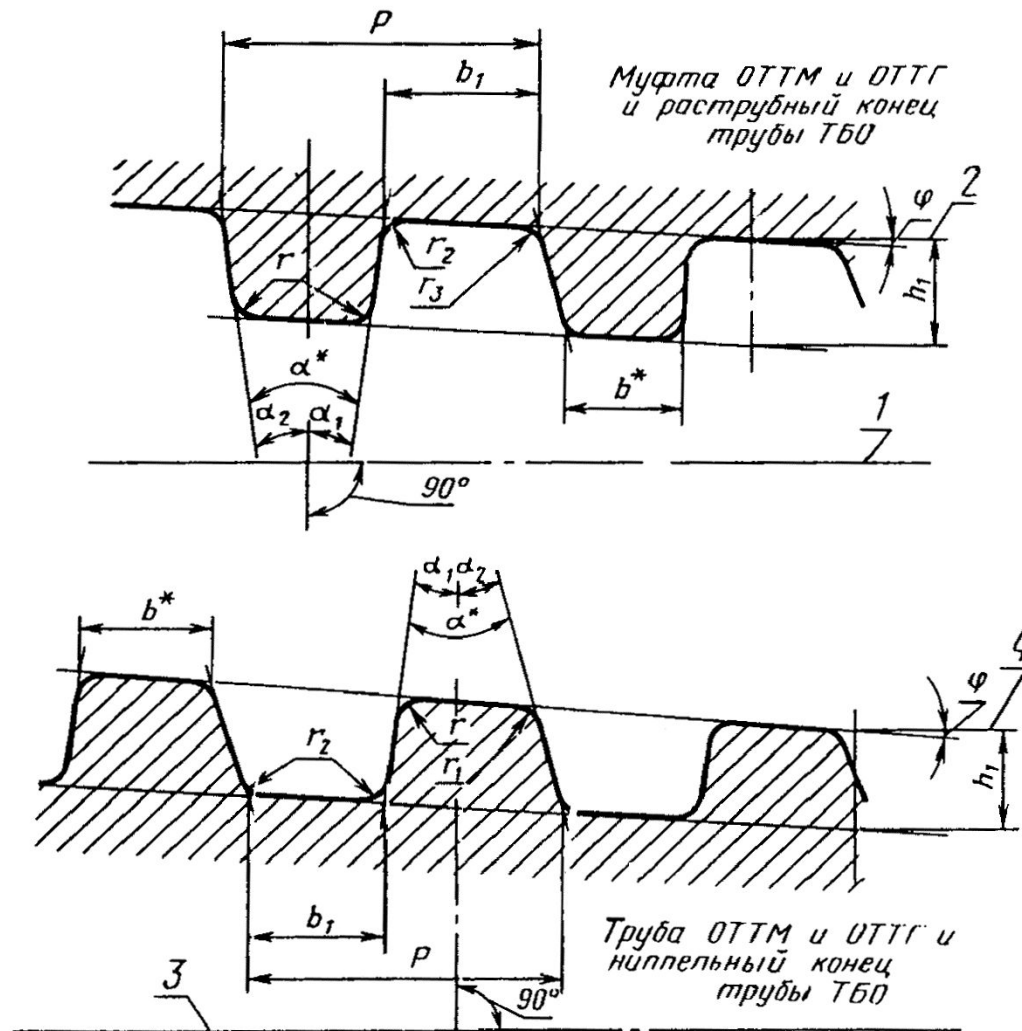
Резьба треугольного профиля

Недостатки таких труб:

1. прочность такого муфтового соединения составляет от 55 до 70 % прочности по телу ненарезанного участка трубы;
2. недостаточно высока их герметичность.

Поэтому трубы с такими соединениями целесообразно использовать, прежде всего, в нижних участках обсадных колонн, где прочность на растяжение не является серьезным лимитирующим фактором, а избыточное внутреннее давление сравнительно невелико.

Типы соединений

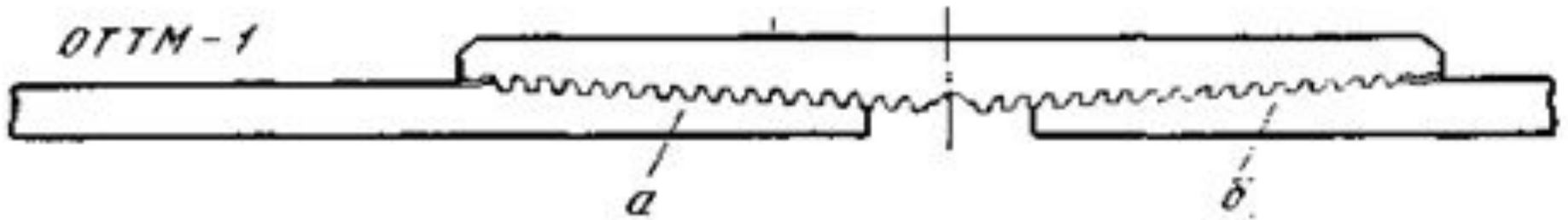


Резьба трапецеидального профиля

Преимущество по сравнению с резьбами треугольного профиля:

Прочность и герметичность трапецеидальной резьбы с малыми углами наклона боковых граней существенно выше, чем у резьб треугольного профиля с большим углом при вершине.

Типы соединений

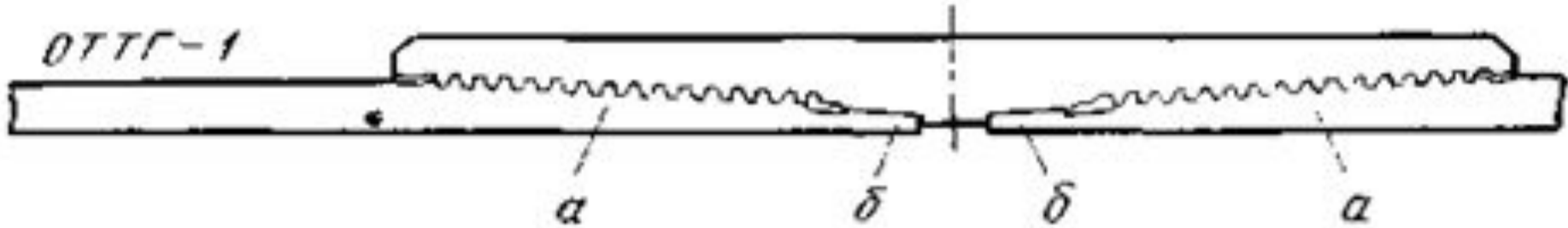


**Конструкция концов обсадных труб ОТТМ-1:
а – резьбовое соединение; б – уплотнительная часть соединения**

Трубы с такими соединениями имеют шифр ОТТМ-1 (обсадные трубы с трапецеидальной резьбой, с муфтами). Прочность на осевое растяжение этих труб на 25 ÷ 50 % выше, чем соединений с резьбой треугольного профиля, в связи с чем их используют в наиболее нагруженных участках обсадной колонны.

Обсадные трубы с высокогерметичными соединениями типа ОТТГ-1, безмуфтовые типа ТБО-4 и ТБО-5 помимо высокой прочности соединений под воздействием осевых нагрузок обеспечивают герметичность при давлении газа до 50 МПа.

Типы соединений



Конструкция концов обсадных труб ОТТГ-1:

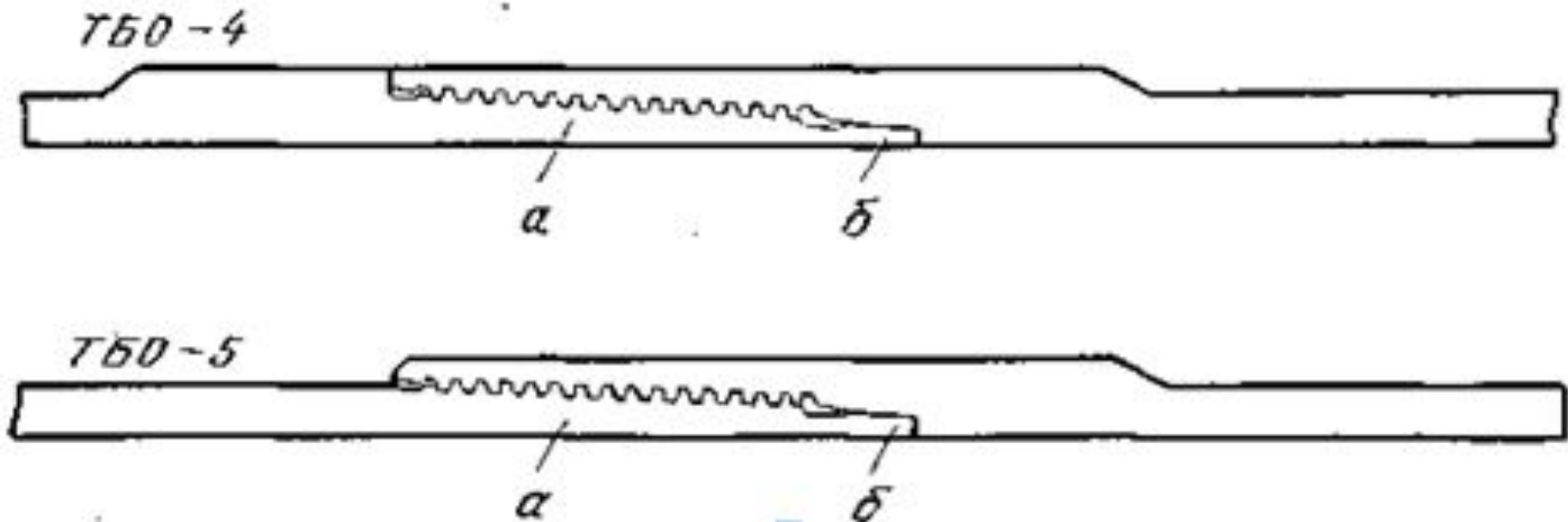
а – резьбовое соединение; б – уплотнительная часть соединения

Трубы с муфтовыми соединениями повышенной герметичности имеют шифр ОТТГ-1. Они снабжены резьбой такого же профиля, что и трубы ОТТМ-1, но отличаются от них следующим:

1. наличием уплотнительных конических поверхностей – наружной у ниппельного конца трубы и внутренней в срединной части муфты;
2. тем, что резьбовое соединение закрепляется до упора торца трубы в срединный выступ муфты.

При таком закреплении соединения создается посадка по уплотнительным коническим поверхностям и по внутреннему и наружному диаметрам резьбы, точно фиксируется заданный диаметральный натяг (0,5 мм), устраняется зазор между соединяемыми деталями, чем достигается более высокая герметичность.

Типы соединений

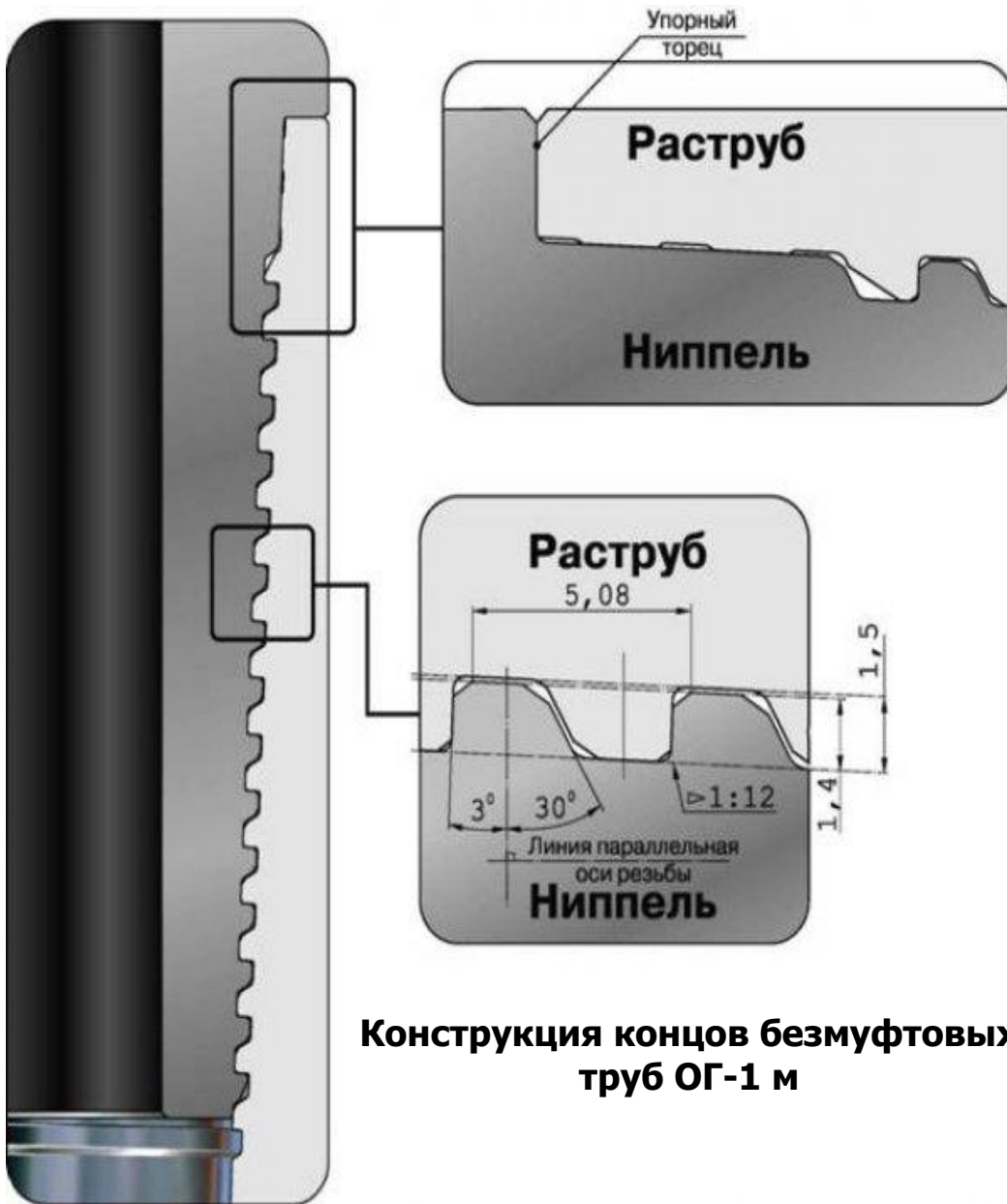


**Конструкция концов безмуфтовых обсадных труб ТБО-4 и ТБО-5:
а – резьбовое соединение; б – уплотнительная часть соединения**

Существуют безмуфтовые соединения труб с утолщенными концами и труб с постоянной по длине толщиной стенок. Трубы с утолщенными концами разработаны в двух вариантах. У трубы ТБО-4 (трубы безмуфтовые обсадные) утолщенные оба конца; на одном из концов нарезана наружная, а на другом – внутренняя коническая трапецеидальная резьба. В трубах ТБО-5 утолщен только один конец, на котором нарезана внутренняя резьба; на другом, не утолщенном конце имеется наружная резьба. Профиль и размеры трапецеидальных резьб на трубах ТБО такие же, как и на трубах ОТТМ-1.

На концах труб ТБО так же, как и на трубах ОТТГ-1 имеются гладкие конические уплотнительные поверхности. Соединения закрепляются до упора торцов. Трубы ТБО и ОТТГ-1 можно соединять друг с другом без дополнительных переводников.

Типы соединений



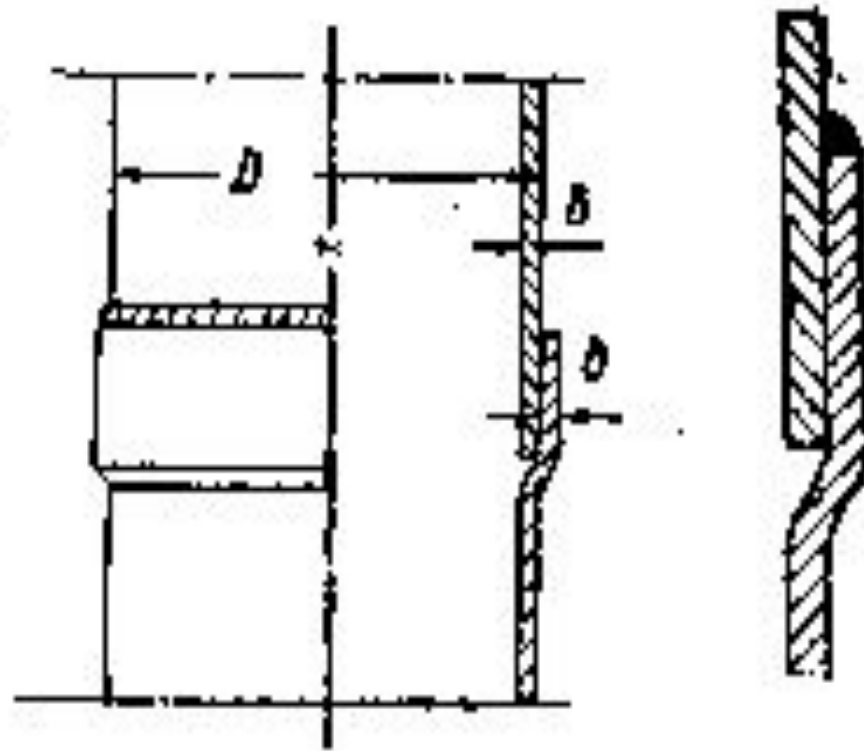
Конструкция концов безмуфтовых труб ОГ-1 м

Безмуфтовые трубы ОГ-1 м с постоянной по длине толщиной стенок снабжены на одном конце (ниппель) наружной, а на другом (раструб) - внутренней конической резьбой трапецеидального профиля.

Свинчивание производится до момента смыкания раструбного конца с уступом ниппельного конца. Посадка резьбы происходит по внутреннему диаметру ее; кроме того, для увеличения жесткости муфтового конца предусмотрена посадка по срезанным вершинам профиля на участке от начала сбега резьбы на ниппельном конце трубы до упорного уступа. Герметичность обеспечивается давлением резьбоуплотнительной смазки в конструкционных зазорах профиля резьбового соединения. Так как резьбовое соединение ОГ1м нарезается в теле трубы без высадки концов, трубы имеют гладкопроходный внутренний и наружный диаметры.

Трубы ОГ1м предназначены для хвостовиков, а так же могут быть использованы для промежуточных и эксплуатационных колонн.

Типы соединений



Сварное соединение обсадных труб

Одним из наиболее эффективных способов повышения герметичности является сварка соединений обсадных труб. В-основном, такой тип соединения используется для направления и кондуктора.

Преимущества:

1. облегчение конструкцию скважины, т.к. за счет отсутствия муфт колонну можно спускать при меньшем диаметре скважины;
2. Удешевление обсадных труб, т.к. их изготавливают без резьб.

Прочность стыкосварного соединения близка (а в ряде случаев даже равна) к прочности тела трубы.

Материал труб

По виду используемого материала обсадные трубы подразделяют на **стальные** и **легкосплавные**.

Механические свойства стали

Показатели	Группа прочности стали						
	Д	К	Е	Л	М	Р	Т
Временное сопротивление σ_B , МПа, не менее	655 (637)	(686)	689	758	862	999	1103
Предел текучести σ_T , МПа: не менее	379 (373)	(490)	551	655	758	931	1034
не более	551	—	758	862	965	1137	1240
Относительное удлинение δ_5 , %, не менее	14,3 (16,0)	(12,0)	13,0	12,3	10,8	9,5	8,5

Примечание. Значения показателей механических свойств, взятые в скобках, относятся к исполнению Б.

Для изготовления экспериментальных легкосплавных обсадных труб ЛОТ-240/10 и ЛОТ-168/10 используют алюминиевый сплав Д16Т.

Условное обозначение обсадных труб и муфт к ним

Условное обозначение **обсадных труб** должно включать тип соединения (кроме труб с короткой треугольной резьбой), условный диаметр трубы, толщину стенки, группу прочности и обозначение настоящего стандарта.

Условное обозначение **муфт** должно включать тип соединения (кроме муфт к трубам с короткой треугольной резьбой), условный диаметр трубы, группу прочности, вид муфты (для специальных муфт к трубам ОТТМ и ОТТГ) и обозначение настоящего стандарта.

Примеры условных обозначений:

Трубы из стали группы прочности Д, с условным диаметром 245 мм, с толщиной стенки 10 мм и муфты к ним:

245-10-Д ГОСТ 632-80 – для труб с короткой треугольной резьбой;

245-Д ГОСТ 632-80 – для муфт к этим трубам;

У-245-10 Д ГОСТ 632-80 – для труб с удлиненной треугольной резьбой;

У-245-Д ГОСТ 632-80 – для муфт к этим трубам;

ОТТМ-245-10-Д ГОСТ 632-80 – для труб с трапецеидальной резьбой;

ОТТМ-245-Д ГОСТ 632-80 – для муфт нормальных к этим трубам;

ОТТМ-245-Д-С ГОСТ 632-80 – для муфт специальных (с уменьшенным наружным диаметром) к этим трубам;

Маркировка обсадных труб

На каждой трубе на расстоянии 0,4-0,6 м от конца, свободного от муфты выбивают клеймом:

- Условный диаметр, мм.
- Порядковый номер в партии.
- Группу прочности металла.
- Длину резьбы, удл.
- Толщину стенки, мм.
- Товарный знак завода изготовителя.
- Месяц и год выпуск.

Маркировка дублируется светлой краской по телу трубы.

Уплотнительные смазки для резьбовых соединений обсадных труб

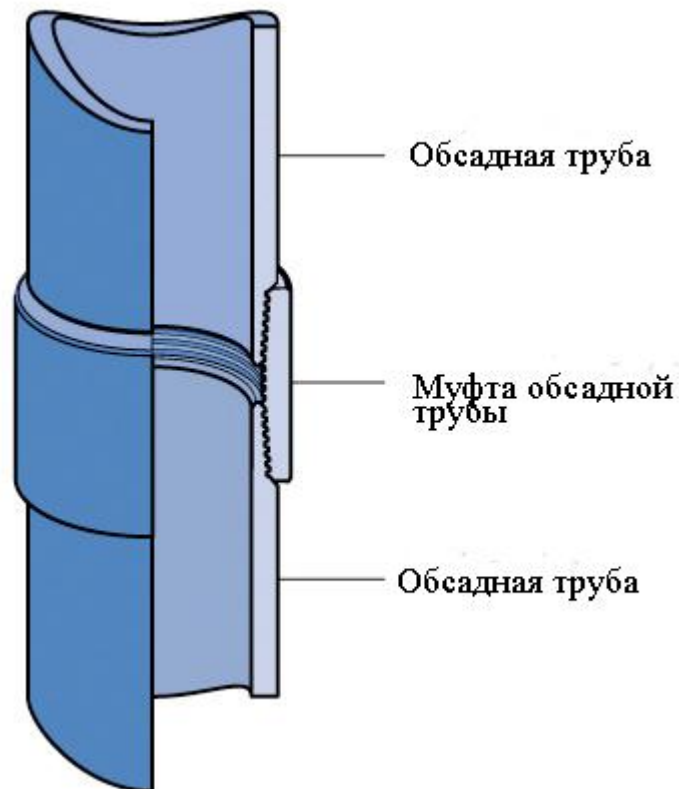
Для повышения герметичности обсадных труб при повышенных температурах и давлениях рекомендуются смазки на силиконовой основе, содержащей кремнийорганические соединения. Например, смазка Р-402, состоящую из силиконовой жидкости 22%, машинного масла 9%, графитового порошка 25%, свинцового порошка 28%, цинковой пыли 12%, медной пудры 4%.

Для обсадных колонн, спускаемых в газовые и газоконденсатные скважины, применяются смазки на базе эпоксидных смол с наполнителями (графитовый и свинцовый порошки, цинковая и медная пудра) УС-1, герметик НКИИ НП, либо применяются фторопластовые ленты типа ФУМ.

Причины негерметичности

Проведенный анализ показывает, что большинство утечек (80%) происходит по причине некачественного соединения звеньев колонны. Причин этому может быть несколько:

- Чрезмерное натяжение, допущенное при свинчивании звеньев.
- Загрязнение резьбовых соединений.
- Свинчивание не по резьбе.
- Использование неподходящей резьбовой смазки.



Прочностные характеристики

1 – Прочность на смятие наружным давлением или критическое давление $P_{кр}$.

2 - Прочность на разрыв внутренним давлением $P_{вн}$.
Характеризуется величиной внутреннего давления, при котором напряжение в теле трубы достигает предела текучести.

3 – Прочность на разрыв в соединении обсадных труб или сдвигающаяся нагрузка $P_{стр}$.

4 – Прочность на растяжение по телу трубы (на пределе текучести металла) $P_{раст}$.

Характеристика обсадной колонны по ее длине

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Д	7,4	130	19,788	2572,44	2572,44	3280 – 3150
2	Д	6,4	650	17,238	11204,7	13777,14	3150 – 2500
3	Д	5,7	2500	15,606	39015	52792,14	2500 – 0

Часть 2. Спуск обсадной КОЛОННЫ

Подготовка обсадных труб

1. Обеспечение сохранности при транспортировании к месту проведения работ и погрузо-разгрузочных операциях, а также при их перемещении на буровой.

Запрещается перетаскивать трубы волоком, перевозить их при больших пролетах между опорами. Для предохранения резьб труб применяются ниппели и предохранительные кольца. При разгрузке труб запрещается их сбрасывание. Во избежание ударов скатываемой трубы применяются деревянные подкладки.

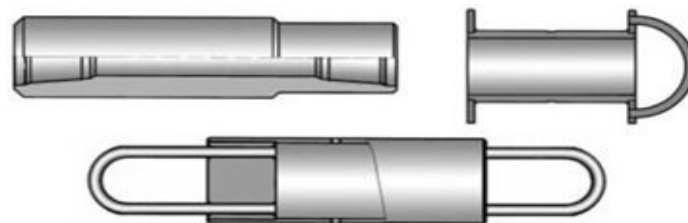


Обсадные трубы укладываются на стеллажах по маркам стали и толщинам стенок секциями в порядке их спуска. При укладке труб на стеллажи между рядами кладутся прокладки, крайние трубы следующего ряда должны отстоять от предыдущего не менее, чем на 1 трубу. Трубы в ряду заклиниваются.

2. Проверка качества изготовления обсадных труб (визуальное обследование).

Производится обследование наружного вида обсадных труб, проверка резьб и шаблонирование внутреннего диаметра труб. Для этого через каждую трубу, укладываемую на мостки, пропускается жесткий шаблон диаметром на 3-5 мм меньше внутреннего диаметра трубы. Для замены негодных труб, которые могут быть отбракованы во время спуска колонны, на буровую заранее привозятся запасные трубы максимальной прочности в количестве 5% от длины колонны.

Параметр	Величина, мм		
Условный диаметр обсадной трубы	114 –219	245 – 340	407 – 508
Длина шаблона	150	300	300
Разница между внутренним номинальным диаметром трубы и наружным диаметром шаблона	3	4	5



Подготовка обсадных труб

3. Испытания обсадных труб.

- гидравлические испытания на заводах-изготовителях;

Завод-изготовитель при проверке качества готовой продукции проводит гидравлические испытания обсадных труб. По действующим инструкциям испытывать необходимо все трубы диаметром до 219 мм включительно и 50% труб диаметром свыше 219 мм. Каждая труба поступает на испытание с навинченной и закрепленной муфтой.

Под давлением труба должна находиться не менее 10 с. Обсадная труба признается годной, если на ее внешней поверхности не обнаруживается никаких следов проникновения влаги изнутри.

- гидравлические испытания обсадных труб на трубно-инструментальной базе бурового предприятия (УБР), в отдельных случаях испытания труб можно проводить непосредственно на буровой.

На трубно-инструментальной базе бурового предприятия все трубы, прошедшие осмотр и инструментальный контроль, подвергают гидравлическим испытаниям на специальных стендах. Предельное давление при испытании определяют в зависимости от ожидаемых максимальных давлений. Для эксплуатационных и промежуточных колонн оно должно превышать ожидаемое внутреннее избыточное давление на 5–20 %. Но при этом давление испытания не должно превышать допустимых значений. Трубу выдерживают под максимальным давлением не менее 10 с и слегка обстукивают ее поверхность вблизи муфты. Труба признается пригодной, если не обнаруживается никаких следов проникания влаги изнутри. У прошедшей испытания трубы на прочищенные и смазанные резьбы навинчивают специальные предохранительные колпаки для их защиты от повреждения при транспортировке на буровую.

Подготовка бурового оборудования

Для успешного проведения работ по спуску колонны и ее цементированию заблаговременно **подвергаются проверке следующие узлы и детали буровой:**

- а) соединения и узлы вышки и ее центричность;
- б) шахтовые брусья, подвышечные фундаменты;
- в) оборудование спуско-подъемного комплекса (лебедка, талевая система, канат);
- г) превентор и, если есть необходимость, заменяются плашки превентора;
- д) индикатор веса и, если есть необходимость, ставится новая диаграмма;
- е) буровые насосы и, если есть необходимость, заменяют изношенные детали.

Подготавливают рабочее место на роторной площадке: убирают инструмент, который не понадобится при спуске колонны, и очищают пол буровой, вровень со столом ротора устанавливают временный деревянный настил. Усиливаются освещенность рабочих мест, навешиваются дополнительные светильники.

Кроме того, **на буровую за 2-3 дня завозятся** запасной буровой рукав, спусковой инструмент (ключи, штропы, элеваторы, запасные сухари и т.д.), а также материалы и мелкий инструмент (пеньковый канат, дизельное топливо, керосин, специальная герметизирующая смазка, щетки, гвозди, электролампочки, пиломатериалы и др.).

Подготовка ствола скважины

О состоянии ствола судят по наблюдениям при спуске и подъеме бурильной колонны (посадки, прихваты, затяжки и т. д.), по прохождению геофизических зондов, по данным кавернометрии и инклинометрии.

Заранее выделяют интервалы, где отмечены затруднения при спуске бурильного инструмента, зоны сужения ствола, образования уступов, участки резкого перегиба оси скважины и т.д. В этих интервалах в подготовительный период проводят выборочную проработку ствола. В скважину спускают новое долото (с центральной промывкой) в сочетании с жесткой компоновкой и, удерживая инструмент на весу, прорабатывают выделенные интервалы с промывкой при скорости подачи 40 м/ч. Выдерживание вращающегося инструмента на одном месте не допускается во избежание зарезки нового ствола. Если отмечаются трудности в прохождении инструмента, его приподнимают и спускают несколько раз. В сложных условиях скорость подачи инструмента может быть снижена до 20–25 м/ч.

После выборочной проработки ствол скважины шаблонируют. Для этого из обсадных труб собирают секцию длиной около 25 м и на колонне бурильных труб спускают ее в ствол скважины на всю глубину закрепляемого участка. Таким способом проверяют проходимость обсадных труб.

Через спущенный инструмент ***скважину тщательно промывают*** до полного выравнивания свойств промывочной жидкости. Общая продолжительность непрерывной промывки не менее двух циклов. В конце промывки в закачиваемую промывочную жидкость добавляют нефть, графит и другие аналогичные добавки для облегчения спуска обсадной колонны.

Спуск обсадной колонны

При подаче очередной трубы для навинчивания через нее повторно спускается жесткий **шаблон**.

Все элементы низа колонны рекомендуется свинчивать с использованием твердеющей смазки на основе **ЭПОКСИДНЫХ СМОЛ**.

Муфтовые соединения низа колонны, а также последующие 5–10 муфт после закрепления их **обвариваются** (во избежание откручивания их при спуске).

Скорость спуска колонны поддерживают в пределах 0,3–0,8 м/с.

Если колонна оснащена обратным клапаном, после спуска 10–20 труб **доливают промывочную жидкость** внутрь колонны, чтобы не допустить смятия труб избыточным наружным давлением.

По мере необходимости проводят **промежуточные промывки** с помощью цементирующего агрегата или бурового насоса. Во время промывки необходимо непрерывно расхаживать колонну. Продолжительность промывки определяется равенством удельных весов входящего и выходящего из скважины раствора.

Колонна обсадных труб на забой не ставится, после ее цементирования сохраняется в напряженном состоянии под натягом.

По окончании спуска скважины **промывается** для последующего цементирования.

Часть 3. Расчет обсадных колонн на прочность

НАГРУЗКИ, ДЕЙСТВУЮЩИЕ НА ОБСАДНУЮ КОЛОННУ

Радиальное растяжение



Радиальное смятие

Осевое растяжение



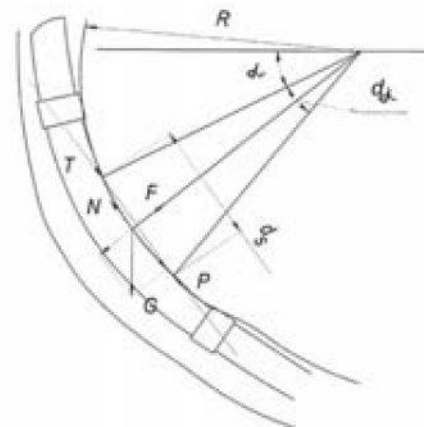
Осевое сжатие



Кручение



Изгиб



α – текущий угол от горизонтали;
 $d\alpha$ – приращение угла;
 R – радиус кривизны;
 ds – участок обсадной колонны;
 G – вес участка обсадной колонны;
 N – сила сопротивления движению;
 F – нормальная составляющая прижимающего усилия;
 P – сила трения;
 T – усилие спуска.

НАГРУЗКИ, ДЕЙСТВУЮЩИЕ НА ОБСАДНУЮ КОЛОННУ

В процессе спуска колонны, цементирования, заключительных работ, испытания, освоения обсадные колонны испытывают целую серию нагрузок.

Нагрузки различаются:

- по виду,
- по источнику нагружения.

Нагрузки изменяются:

- по величине,
- по длине колонны,
- по времени.

Основная задача расчёта сводится к:

1. выбору главных нагрузок;
2. определению периода времени, когда эти нагрузки достигают максимальных значений;
3. Расчёту величины этих нагрузок;
4. Подбору обсадных труб и оснастки с соответствующими прочностными характеристиками.

В конечном итоге, ОК в любом сечении по длине должна соответствовать действующим нагрузкам с требуемым запасом.

Расчёт ОК производится в соответствии с действующей инструкцией по расчёту обсадных колонн от 1997 года.

НАГРУЗКИ, ДЕЙСТВУЮЩИЕ НА ОБСАДНУЮ КОЛОННУ

Спуск ОК (в процессе спуска обсадная колонна периодически подвешивается в клиновом захвате для наращивания очередной трубы, проводятся промежуточные промывки заколонного пространства, долив колонны с незаполняющимся обратным клапаном, расхаживание и вращение колонны в местах посадок):

- осевое растяжение под действием собственного веса, при расхаживании за счёт сил инерции и трения, от внутреннего гидродинамического давления при промывках;
- осевое сжатие (за счёт выталкивающей силы и веса колонны при посадках);
- радиальное смятие (клиновой захват, наружное избыточное давление при незаполненной колонне);
- кручение (при свинчивании труб и вращении колонны);
- радиальное растяжение за счёт внутренних избыточных гидростатических давлений и гидродинамических давлений (при промывках);
- изгиб (за счёт профиля, веса колонны при посадках и за счёт выталкивающей силы).

НАГРУЗКИ, ДЕЙСТВУЮЩИЕ НА ОБСАДНУЮ КОЛОННУ
Процесс цементирования (*заключается в закачке в обсадную колонну тампонажной смеси и продавке её в затрубное пространство. При этом обсадная колонна может подвешиваться на талевой системе буровой установки и для повышения качества цементирования расхаживаться*):

- осевое растяжение от собственного веса, от гидродинамических внутренних давлений и от сил инерции и трения при расхаживании;
- осевое сжатие (от действия выталкивающей силы)
- изгиб (за счёт профиля и действия выталкивающей силы);
- радиальное смятие (за счёт наружных избыточных гидростатических и гидродинамических давлений);
- радиальное растяжение (за счёт внутренних избыточных и гидростатических и гидродинамических давлений).

НАГРУЗКИ, ДЕЙСТВУЮЩИЕ НА ОБСАДНУЮ КОЛОННУ
Контроль качества цементировани *(на этапе*
заключительных работ по цементированию обсадная
колонна подвешивается в колонной головке с последующим
контролем качества цементировани *проверкой*
герметичности. Герметичность проверяется двумя
способами: опрессовкой и снижением уровня):

- осевое растяжение (после ОЗЦ колонна натягивается и закрепляется в колонной головке натяжение);
- радиальное растяжение (избыточное внутреннее давление при опрессовке);
- радиальное смятие (наружное избыточное давление при проверке герметичности снижением уровня).

НАГРУЗКИ, ДЕЙСТВУЮЩИЕ НА ОБСАДНУЮ КОЛОННУ

Испытание и освоение (скважина законченная бурением и креплением подлежит испытанию и освоению. При испытании разведочных скважин или освоении добывающих производится перфорация колонны в интервале продуктивного пласта и вызов притока снижением давления в скважине):

- радиальное смятие (при вызове притока возникает избыточное наружное давление);
- радиальное растяжение (внутреннее избыточное давление после заполнения колонны пластовым флюидом и закрытом устье).

НАГРУЗКИ, ДЕЙСТВУЮЩИЕ НА ОБСАДНУЮ КОЛОННУ

Эксплуатация (в процессе эксплуатации скважины давление пластового флюида постоянно снижается, достигая минимума в конце эксплуатации. Для интенсификации притока в добывающей скважине могут проводиться работы по воздействию на призабойную зону пласта, например гидроразрыв, закачка цементного раствора при ремонтных работах, возможен также перевод добывающей скважины на нагнетательную):

- радиальное смятие (за счёт избыточного наружного давления при снижении уровня флюида или давления газа в колонне в конце эксплуатации);
- радиальное растяжение (за счёт избыточного внутреннего давления при гидроразрыве пород, переводе скважины в нагнетательную и ремонтных работах).

НАГРУЗКИ, ДЕЙСТВУЮЩИЕ НА ОБСАДНУЮ КОЛОННУ

Анализ всех рассмотренных выше нагрузок, проведённых специалистами с применением теоретических расчётов и в экспериментах, показал, что наиболее опасными для обсадных колонн являются нагрузки от действия статических **избыточных наружных и внутренних давлений** и **осевые растягивающие (страгивающие) нагрузки** от собственного веса. На эти виды нагрузок производится расчёт обсадных колонн и выбор труб для них с учётом коэффициентов запаса, которые даны в инструкции по расчёту обсадных колонн. Здесь же, на все эти виды нагрузок, даны критические значения для различных типов труб по ГОСТ 632-80.

РАСЧЕТ ОБСАДНЫХ КОЛОНН НА ПРОЧНОСТЬ

В разные периоды времени *наружное избыточное давление* достигает наибольших значений.

Имеются *три таких случая*:

- при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;
- при снижении уровня жидкости в колонне при испытании на герметичность и при вызове притока (в начале эксплуатации);
- в конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

РАСЧЕТ ОБСАДНЫХ КОЛОНН НА ПРОЧНОСТЬ

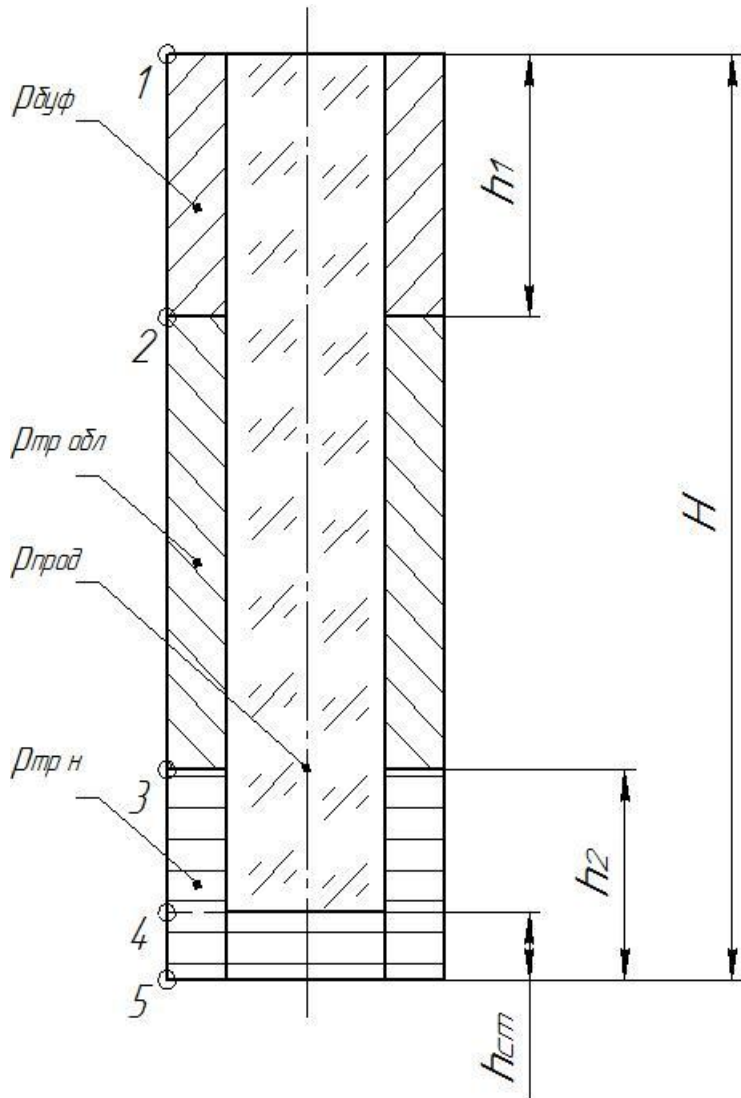


Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении:

$\rho_{прод}$ – плотность продажной жидкости; $\rho_{буф}$ – плотность буферной жидкости; $\rho_{тр обл}$ – плотность облегченного тампонажного раствора; $\rho_{тр н}$ – плотность тампонажного раствора нормальной плотности; h_1 – высота столба буферной жидкости; h_2 – высота столба тампонажного раствора нормальной плотности; $h_{см}$ – высота цементного стакана

Точка 1 (устье скважины).

$$P_{н1} = 0;$$

$$P_{в1} = 0;$$

$$P_{ни1} = 0.$$

Точка 2 (граница изменения жидкости за колонной).

$$P_{н2} = \rho_{буф} \cdot g \cdot h_1;$$

$$P_{в2} = \rho_{прод} \cdot g \cdot h_1;$$

$$P_{ни2} = (\rho_{буф} - \rho_{прод}) \cdot g \cdot h_1.$$

Точка 3 (граница изменения жидкости за колонной).

$$P_{н3} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{тр обл} \cdot (H - h_1 - h_2));$$

$$P_{в3} = \rho_{прод} \cdot g \cdot (H - h_2);$$

$$P_{ни3} = P_{н3} - P_{в3}.$$

Точка 4 (граница изменения жидкости в колонне).

$$P_{н4} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{тр обл} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{тр н} \cdot (h_2 - h_{см}));$$

$$P_{в4} = \rho_{прод} \cdot g \cdot (H - h_{см});$$

$$P_{ни4} = P_{н4} - P_{в4}.$$

Точка 5 (забой скважины).

$$P_{н5} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{тр обл} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{тр н} \cdot h_2);$$

$$P_{в5} = \rho_{прод} \cdot g \cdot (H - h_{см}) + \rho_{тр н} \cdot g \cdot h_{см};$$

$$P_{ни5} = P_{н5} - P_{в5}.$$

РАСЧЕТ ОБСАДНЫХ КОЛОНН НА ПРОЧНОСТЬ

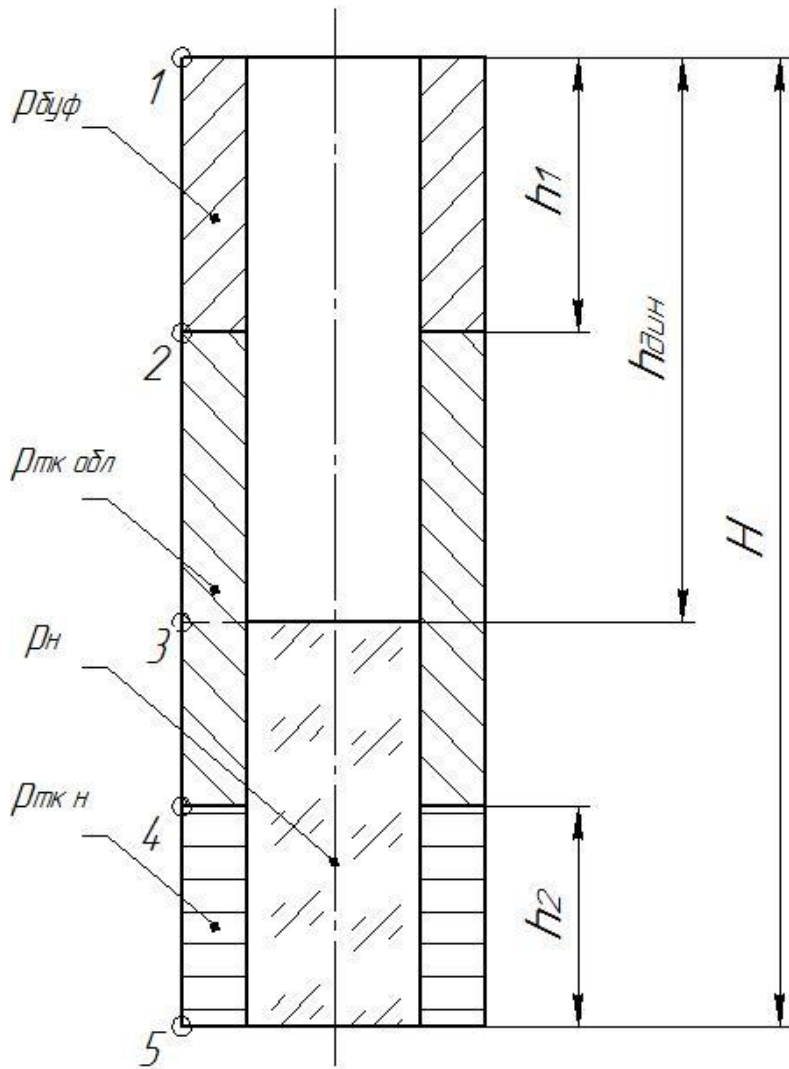


Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины:

ρ_n – плотность нефти; $\rho_{буф}$ – плотность буферной жидкости;
 $\rho_{тк обл}$ – плотность облегченного тампонажного камня; $\rho_{тк н}$ – плотность тампонажного камня нормальной плотности; h_1 – высота столба буферной жидкости; h_d – динамический уровень скважины; h_2 – высота столба тампонажного камня нормальной плотности



Эпюра наружных избыточных давлений

РАСЧЕТ ОБСАДНЫХ КОЛОНН НА ПРОЧНОСТЬ

Расчёт ***внутренних избыточных давлений*** производится, как и для наружных избыточных давлений для периода времени, когда они достигают максимальных давлений.

Имеются ***два таких случая.***

1. при цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.
2. при опрессовке колонны с целью проверки её герметичности.

РАСЧЕТ ОБСАДНЫХ КОЛОНН НА ПРОЧНОСТЬ

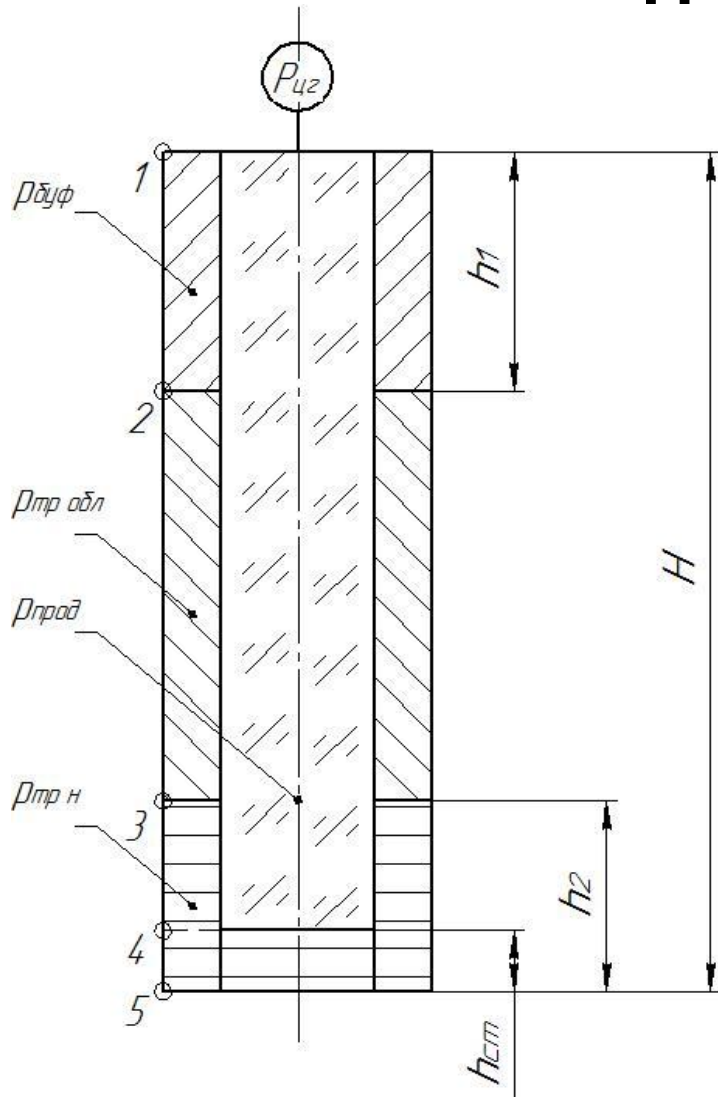


Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения:

$P_{цг}$ — давление на цементировочной головке; $\rho_{прод}$ — плотность продажной жидкости; $\rho_{буф}$ — плотность буферной жидкости; $\rho_{тр обл}$ — плотность облегченного тампонажного раствора; $\rho_{тр н}$ — плотность тампонажного раствора нормальной плотности; h_1 — высота столба буферной жидкости; h_2 — высота столба тампонажного раствора нормальной плотности; $h_{см}$ — высота цементного стакана

Точка 1 (устье скважины).

$$P_{в1} = P_{цг};$$

$$P_{н1} = 0;$$

$$P_{ви1} = P_{цг};$$

Точка 2 (граница изменения жидкости за колонной).

$$P_{в2} = P_{цг} + \rho_{прод} \cdot g \cdot h_1;$$

$$P_{н2} = \rho_{буф} \cdot g \cdot h_1;$$

$$P_{ви2} = P_{цг} + (\rho_{прод} - \rho_{буф}) \cdot g \cdot h_1.$$

Точка 3 (граница изменения жидкости за колонной).

$$P_{в3} = P_{цг} + \rho_{прод} \cdot g \cdot (H - h_2);$$

$$P_{н3} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{тр обл} \cdot (H - h_1 - h_2));$$

$$P_{ви3} = P_{в3} - P_{н3};$$

Точка 4 (граница изменения жидкости в колонне).

$$P_{в4} = P_{цг} + \rho_{прод} \cdot g \cdot (H - h_{см});$$

$$P_{н4} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{тр обл} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{тр н} \cdot (h_2 - h_{см}));$$

$$P_{ви4} = P_{в4} - P_{н4};$$

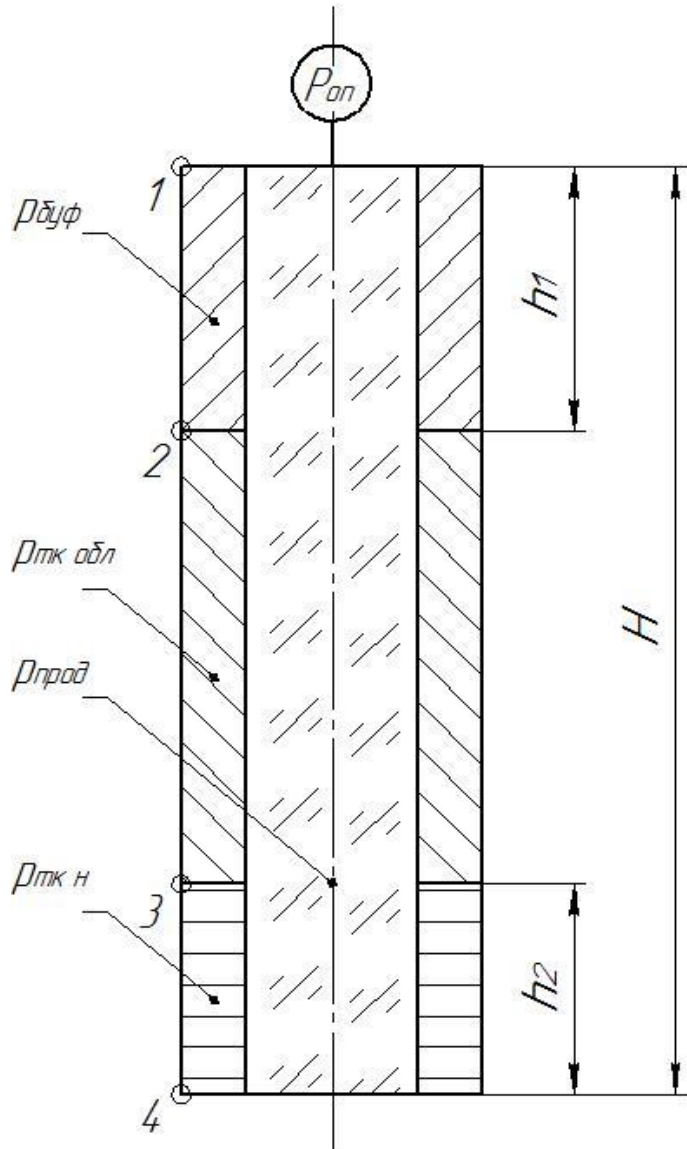
Точка 5 (забой скважины).

$$P_{в5} = P_{цг} + \rho_{прод} \cdot g \cdot (H - h_{см}) + \rho_{тр н} \cdot h_{см};$$

$$P_{н5} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{тр обл} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{тр н} \cdot h_2);$$

$$P_{ви5} = P_{в5} - P_{н5};$$

РАСЧЕТ ОБСАДНЫХ КОЛОНН НА ПРОЧНОСТЬ



Эпюра внутренних избыточных давлений

Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны:
 $P_{оп}$ – давление опрессовки; $\rho_{прод}$ – плотность продавочной жидкости;
 $\rho_{буф}$ – плотность буферной жидкости; $\rho_{тр\ обл}$ – плотность облегченного тампонажного раствора; $\rho_{тр\ н}$ – плотность тампонажного раствора нормальной плотности; h_1 – высота столба буферной жидкости; h_2 – высота столба тампонажного камня нормальной плотности

РАСЧЕТ ОБСАДНЫХ КОЛОНН НА ПРОЧНОСТЬ

Прочностные характеристики обсадных труб:

1 – Прочность на смятие наружным давлением или критическое давление $P_{кр}$.

2 – Прочность на разрыв внутренним давлением $P_{вн}$.
Характеризуется величиной внутреннего давления, при котором напряжение в теле трубы достигает предела текучести.

3 – Прочность на растяжение по телу трубы (на пределе текучести металла) $P_{раст}$.

4 – Прочность на разрыв в соединении обсадных труб или сдвигающая нагрузка $P_{стр}$.

РАСЧЕТ ОБСАДНЫХ КОЛОНН НА ПРОЧНОСТЬ

Характеристика обсадной колонны по ее длине

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				трубы	секции	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Д	7,4	130	19,788	2572,44	2572,44	3280 – 3150
2	Д	6,4	650	17,238	11204,7	13777,14	3150 – 2500
3	Д	5,7	2500	15,606	39015	52792,14	2500 – 0

РАСЧЕТ НАТЯЖЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ

Увеличение глубины скважины сопровождается **повышением забойных температур**, а в случае фонтанирования нефтью или газом повышению температуры подвергается вся колонна. Нагрев колонны может привести к возникновению осевых сжимающих сил и к деформации колонны, особенно на участке, расположенном выше зацементированной зоны эксплуатационной колонны.

Помимо повышения температуры по колонне возможно обратное явление - **понижение температуры**. Такое явление происходит, например, в нагнетательной скважине, когда холодная жидкость закачивается в скважину. В этом случае колонна охлаждается и в ней возникают дополнительные растягивающие силы и деформация растяжения, которая может привести к разрыву колонны.

В процессе эксплуатации скважины также возникает необходимость создания дополнительного внутреннего давления (например, при ремонтно-изоляционных работах), что также приводит к возникновению осевых напряжений. При разности удельных весов в затрубном и трубном пространствах также возникают растягивающие силы, вызывающие дополнительные напряжения.

РАСЧЕТ НАТЯЖЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ

В зависимости от назначения различают скважины:

- с прогревом в процессе эксплуатации свободной от цемента части колонны $\Delta T > 0$;
- с охлаждением в процессе эксплуатации свободной от цемента части колонны $\Delta T < 0$.

Первый случай относится к фонтанным и насосным скважинам, второй - к нагнетательным и газлифтным скважинам.

Натяжение обсадной колонны необходимо для сохранения прямолинейной формы её незацементированной части путём компенсации веса и с учётом изменения температуры и давления. Расчёт натяжения обсадной колонны производится после расчёта обсадной колонны на прочность.

Если расчётное значение натяжения не удовлетворяет условию прочности колонны, то необходимо либо повысить прочность труб, либо увеличить высоту подъёма цемента.