

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 №6

- **Технологическая оснастка бурильной колонны: состав, типы, конструкции**
- **Бурильная колонна: состав, конструкция, классификация**
- **Проектирование и расчет бурильной колонны и технологической оснастки для сооружения скважины**



ТЕМА 1.

Бурильная колонна и технологическая оснастка: типы, классификации, конструкции



Что такое бурильная колонна?





Что такое бурильная колонна?



Бурильная колонна - связующее звено между долотом, находящимся на забое скважины, и буровым оборудованием, расположенным на поверхности.



Для чего нужна бурильная колонна?





Для чего нужна бурильная колонна?



Бурильная колонна предназначена для подвода энергии (механической, гидравлической, электрической к долоту), обеспечения подачи бурового раствора к забою, создания осевой нагрузки на долото, восприятия реактивного момента долот забойного двигателя.



Что такое технологическая оснастка бурильной колонны?





Что такое технологическая оснастка бурильной колонны?



Технологическая оснастка - совокупность конструктивных элементов бурильной колонны, которые служат для соединения ее элементов между собой, защиты ее и скважинного оборудования от преждевременного износа, а также для предотвращения возможных осложнений в процессе бурения. **9**



Типичный состав колонны бурильных труб

Утяжеленные
бурильные трубы

Толстостенные
бурильные трубы

Легкосплавные
бурильные трубы

Стальные бурильные
трубы

Ведущие бурильные
трубы



Насосно-
компрессорные
трубы



Утяжеленные бурильные трубы

Утяжеленные
бурильные трубы

Стальные

Немагнитные



Утяжеленные бурильные трубы (УБТ) представляют собой толстостенные стальные трубы и предназначены для повышения жесткости и веса низа бурильной колонны с целью создания необходимой осевой нагрузки на долото в процессе бурения.



Утяжеленные бурильные трубы

Утяжеленные
бурильные трубы

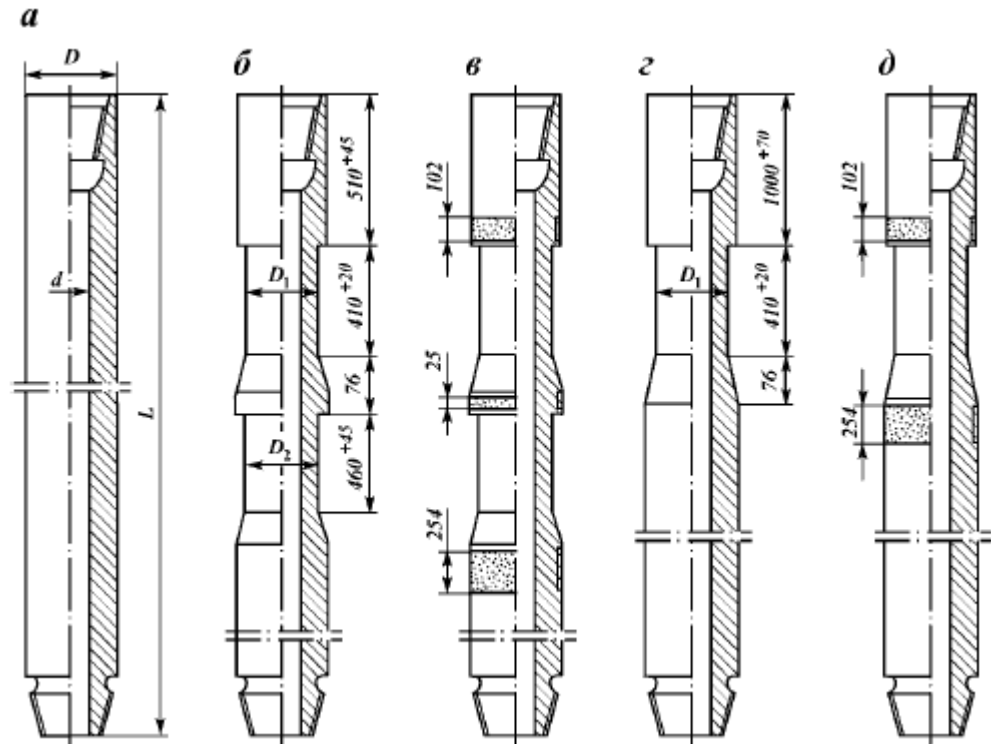


- Горячекатанные, гладкие по всей длине
- Гладкие по всей длине, с просверленным отверстием и механической обработкой, сбалансированные (тип УБТС)
- Термообработанные, гладкие по всей длине, со спиральными канавками и квадратного сечения (тип А, Б, Б/1, Л, Л/1, Е, ЕН, ЕН/1, ЕЛ и ЕЛ/1)
- Гладкие по всей длине из нержавеющей немагнитной стали литой и ковальной
- С замками и стабилизирующими коническими поясками (УБТСЗ)



Утяжеленные бурильные трубы

Утяжеленные
бурильные трубы

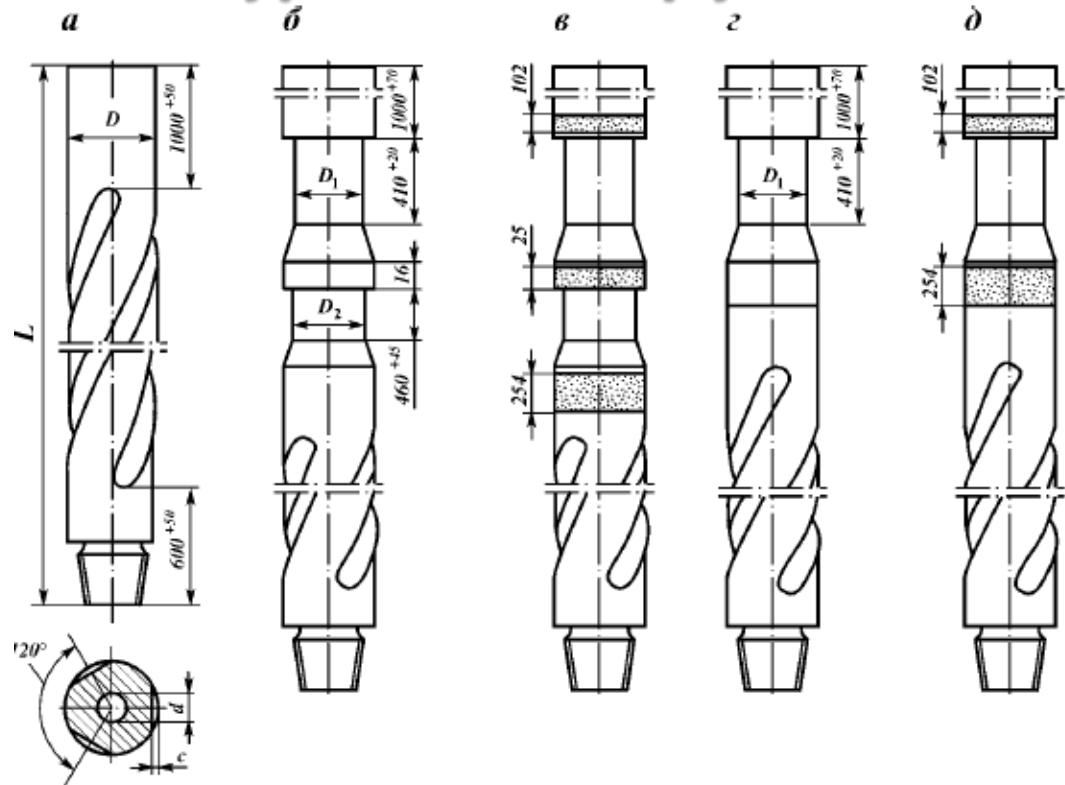


- а – тип А – гладкие без проточек
- б – тип Б – гладкие с проточками под элеватор и клиновой захват
- в – тип Б/1 – с проточками под элеватор и клиновой захват наплавкой твердым сплавом
- г – тип Л - с проточкой под элеватор
- д – тип Л/1 – с проточкой под элеватор и наплавкой твердым сплавом



Утяжеленные бурильные трубы

Утяжеленные
бурильные трубы



- а – тип Е – со спиральными канавками
- б – тип ЕН – со спиральными канавками и проточками под элеватор и клиновой захват
- в – тип ЕН/1 – со спиральными канавками и проточками под элеватор и клиновой захват наплавкой твердым сплавом
- г – тип ЕЛ - со спиральными канавками и проточкой под элеватор
- д – тип ЕЛ/1 – со спиральными канавками и проточкой под элеватор и наплавкой твердым сплавом



Утяжеленные бурильные трубы

Утяжеленные
бурильные трубы

Шифр

УБТ 178x71 А

Гладкая термообработанная утяжеленная бурильная труба без
проточек с номинальным наружным диаметром 178 мм и
внутренним диаметром – 71 мм





Толстостенные бурильные трубы

Толстостенные
бурильные трубы



Исполнения:

с одним центральным утолщением-(I);

с двумя центральными утолщениями-(II);

с центральным утолщением и со спиральными канавками-(III).

Труба бурильная толстостенная (ТБТ) предназначена для создания осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент и передачи момента вращения от ротора при бурении сложных горизонтальных скважин.

Трубы изготавливаются из легированных сталей с термообработкой по всей длине.



Толстостенные бурильные трубы

Толстостенные
бурильные трубы

Шифр

ТБТ-114

Труба бурильная толстостенная с номинальным
наружным диаметром 114 мм





Легкосплавные бурильные трубы

Легкосплавные
бурильные трубы



Типы сплавов:

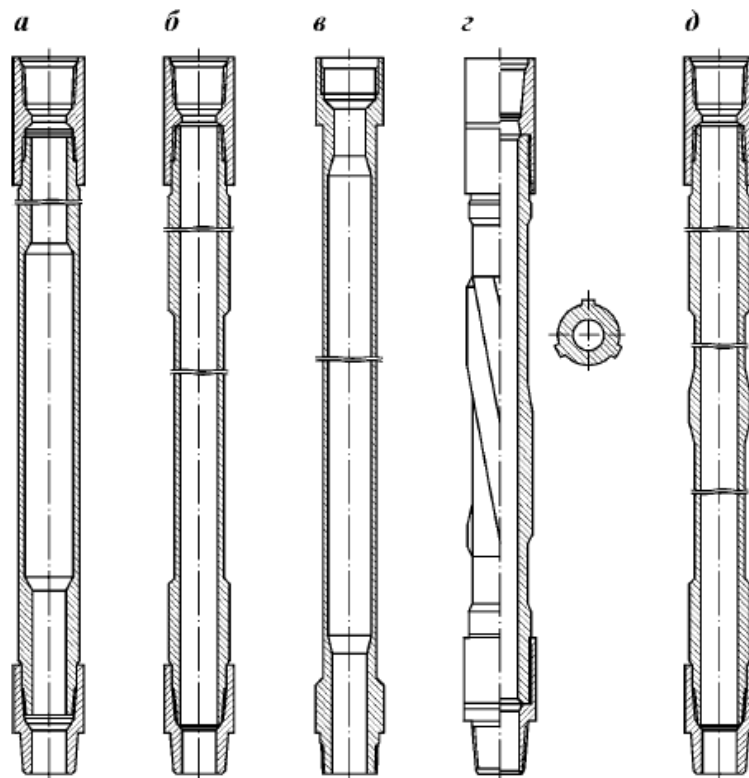
- Д16Т
- АК4-1Т1 (термостойкий)
- 1953Т1 (высокопрочный коррозионно-стойкий)

Легкосплавные бурильные трубы – это тип бурильных труб, изготовленных в облегченном весовом исполнении для снижения нагрузок на буровую установку и прочее буровое оборудование.



Легкосплавные бурильные трубы

Легкосплавные
бурильные трубы



- а – **Ть** – диаметром 129 и 147 мм с внутренними концевыми утолщениями
б – **ТБН** – диаметром 131, 164 и 168 мм с наружными концевыми утолщениями
в – **АБТбзк** – диаметром 127, 146, 164 и 168 мм беззамкового типа с муфтовым и ниппельным соединением из легкого сплава
г – **ТБУ** – диаметром 146, 159 и 180 мм с наружными утолщениями концевыми и в середине и спиральным оребрением
д - **ТБУП** – диаметром 129, 147, 168 мм с протекторными утолщением в середине трубы



Легкосплавные бурильные трубы

Легкосплавные
бурильные трубы

Шифр

ТБД16Т-129х11

Труба бурильные из легкого сплава Д16Т с
наружным номинальным диаметром 129 мм и
толщиной стенки 11 мм





Стальные бурильные трубы

Стальные бурильные
трубы



Группы прочности:
Д, К, Е, Л, М

Трубы бурильные сборной конструкции с навинченными замками. Трубы этой конструкции изготавливаются двух видов (ГОСТ 631-75): трубы с высаженными внутрь концами, трубы с высаженными наружу концами, трубы с комбинированной высадкой.



Стальные бурильные трубы

Замки бурильных труб

ЗН – с нормальным проходным отверстием (для соединения труб с высаженными внутрь концами)

ЗШ – с широким проходным отверстием (для соединения труб с высаженными внутрь и наружу концами)

ЗУ – с увеличенным проходным отверстием

ЗШК – с широким проходным отверстием с конической расточкой (для соединения труб с высаженными внутрь концами с коническими стабилизирующими поясками)

ЗУК - с увеличенным проходным отверстием с конической расточкой (для соединения труб с высаженными внутрь и наружу концами с коническими стабилизирующими поясками)





Стальные бурильные трубы

Стальные бурильные
трубы



Бурильные трубы сборной конструкции с коническими блокирующими (стабилизирующими) поясками (**ТБНК** – трубы бурильные с высаженными наружу и **ТБВК** – трубы бурильные с высаженными внутрь концами), применяемые для уменьшения переменных напряжений в резьбовом соединении в опасном сечении по последнему витку резьбы труб.



Стальные бурильные трубы

Стальные бурильные
трубы



Трубы бурильные с приварными соединительными концами. Трубы этой конструкции могут быть трех типов: **ТБП** - трубы бурильные с приваренными соединительными концами к трубной заготовке, не имеющей высаженных концов; **ТБПВ** - трубы бурильные с приваренными соединительными концами к трубной заготовке с высаженными наружу концами (также с высаженными внутрь концами и с комбинированной высадкой); **ТБПВЭ** – отличающиеся от труб ТБПВ конструкцией соединительных концов (для бурения электробуром).**24**



Стальные бурильные трубы

Стальные бурильные
трубы

Шифр

ПН-73х9,19 Д

Трубы бурильные стальные с приварными замками и
высадкой наружу с наружным номинальным диаметром 73
мм и толщиной стенки 9,19 мм, сталь группы прочности Д

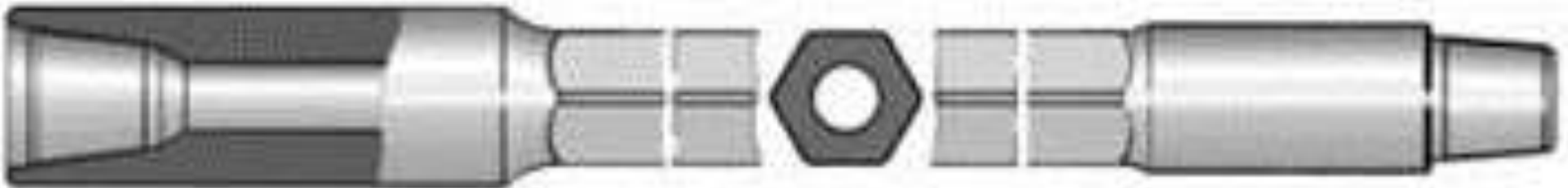
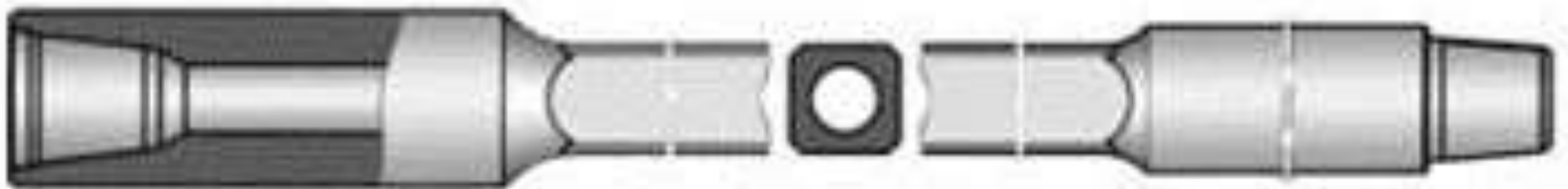




Ведущие бурильные трубы

Ведущие бурильные
трубы

- квадратного сечения
- шестигранного сечения





Ведущие бурильные трубы

Ведущие бурильные
трубы

Шифр

ВБТ-63К

Трубы ведущие квадратного сечения со стороной 63 мм





Насосно-компрессорные трубы

Насосно-
компрессорные
трубы



- Муфтовые гладкие с конической резьбой треугольного профиля;
- Муфтовые гладкие высокогерметичные с конической резьбой трапецеидального профиля;
- Муфтовые гладкие с конической резьбой треугольного профиля с повышенной пластичностью и хладостойкостью;
- Муфтовые гладкие с конической резьбой треугольного профиля с узлом уплотнения из полимерного материала.



Насосно-компрессорные бурильные трубы

Насосно-
компрессорные
трубы

Шифр

НКТ 73х3,5

Трубы насосно-компрессорные с номинальным наружным
диаметром 73 мм и толщиной стенки 3,5 мм





Технологическая оснастка колонны бурильных труб

Калибраторы

Переводники

Кран шаровый

Центраторы

Фильтры

Стабилизаторы

Переливные
клапаны

Предохранительные
кольца

Опоры УБТ

Обратные клапаны

Ясс



Технологическая оснастка колонны бурильных труб

Калибраторы

Калибратор - калибрующее и опорно-центрирующее устройство, предназначенное для калибрования ствола скважины, центрирования и улучшения условий работы долота и забойного двигателя. Устанавливается над долотом.

Центраторы

Центратор - опорно-центрирующее устройство, предназначенное для центрирования нижней части буровой колонны и забойного двигателя, стабилизации или изменения направления ствола скважины. Устройство устанавливается на корпусе забойного двигателя или в колонне буровых труб.

Стабилизаторы

Стабилизатор - опорно-центрирующее устройство, предназначенное для стабилизации направления ствола скважины и устанавливается над калибратором или в колонне буровых труб.

Опоры УБТ

Промежуточные опоры – опорно-центрирующие устройства для придания жесткости колонне УБТ. Устанавливаются на сжатом участке УБТ, если нагрузка на долото выше критической.



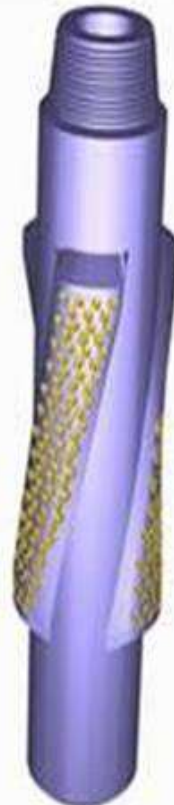
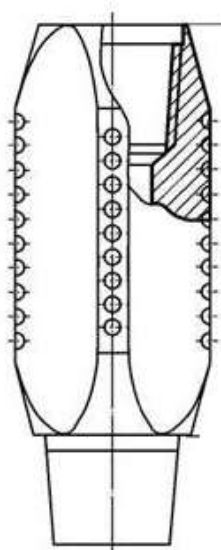
Технологическая оснастка колонны бурильных труб

Калибраторы

Центраторы

Стабилизаторы

Опоры УБТ (ОП)





Технологическая оснастка колонны бурильных труб

Калибраторы

Центраторы

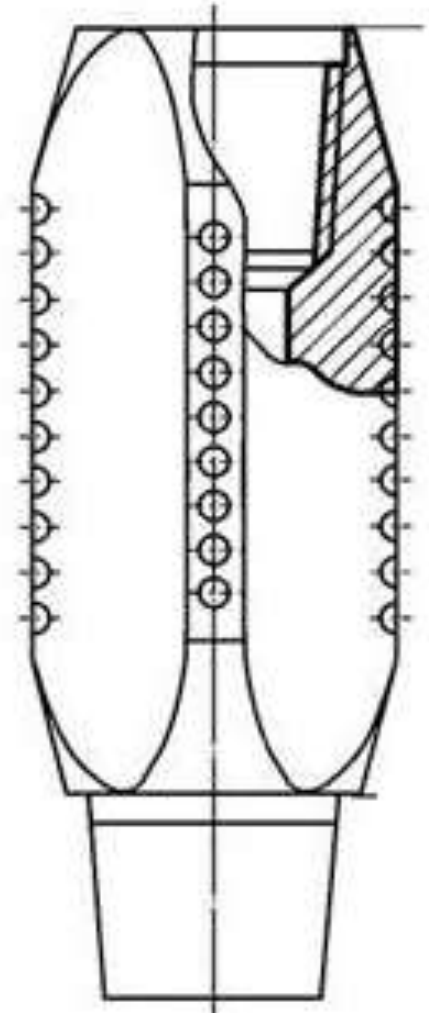
Стабилизаторы

Опоры УБТ

ОП – опора промежуточная

ЦК – центратор квадратный

ОВ – опора промежуточная со съемной гильзой





Технологическая оснастка колонны бурильных труб

Наименование	Конструктивное исполнение	Вид	Тип	Вооружение
Калибратор	Лопастной с прямыми лопастями	К	МС	Твердосплавные вставки
		КА	СТ	Природные и синтетические алмазы, твердосплавные вставки
		КИ	МСТ	Славутич, твердосплавные вставки
	Лопастной со спиральными лопастями	КС	СТ	Твердосплавные вставки
		КСА		Природные и синтетические алмазы, твердосплавные вставки
		КСИ	СТК	Славутич, твердосплавные вставки
	Шарошечный	КШ	МС	Фрезерованные зубцы
СТ				
ТК			Твердосплавные зубки	
Центратор двигателя	Лопастной с прямыми лопастями	ЦД	МС	Твердосплавные вставки
			МСТК	Славутич, твердосплавные вставки
	Лопастной со спиральными лопастями	ЦДС	МСТ	Твердосплавные вставки
			МСТК	Славутич, твердосплавные вставки
	Шарошечный	ЦДШ	МС	Фрезерованные зубцы
ТК			Твердосплавные зубки	
Центратор	Лопастной с прямыми лопастями	Ц	МСТ	Твердосплавные вставки
			МСТК	Славутич, твердосплавные вставки
	Лопастной со спиральными лопастями	ЦС	МСТ	Твердосплавные вставки
			МСТК	Славутич, твердосплавные вставки
	Шарошечный	ЦШ	МС	Фрезерованные зубцы
			ТК	Твердосплавные зубки
Стабилизатор	Лопастной с прямыми лопастями	С	-	Твердый сплав (наплавка или вставки)
	Лопастной со спиральными лопастями	СС		



Опорно-центрирующие элементы

Шифр

ЦШ 215,9 МСТ

Центратор шарошечный с номинальным диаметром 215,9
мм для работы в мягко-средних породах с прослойками
твердых





Опорно-центрирующие элементы

Шифр

ОП-181

Опора УБТ промежуточная со стороной сечения 181 мм





Технологическая оснастка колонны бурильных труб

Переводники

Ниппель - ниппель

Ниппель - муфта

Муфта- муфта

Специальные



Переводники для бурильных колонн предназначены для соединения между собой частей бурильной колонны и присоединения к ней инструмента, применяемого при бурении скважин.

Переводники выпускаются **трех** типов:

- типа **П** (переходные) – сочетание резьбовых элементов муфта-ниппель;
- типа **Н** (ниппельные) – сочетание резьбовых элементов ниппель-ниппель;
- типа **М** (муфтовые) – сочетание резьбовых элементов муфта-муфта



Переводники

Шифр

П-117/121

Переводник переходный с резьбой з-117 на муфтовом (верхнем) конце и резьбой з-121 на ниппельном конце





Технологическая оснастка колонны бурильных труб

Переливные
клапаны

Обратные клапаны

Тарельчатый (КОБТ)

Шаровый (КОШ)

Клапан обратный предназначен для автоматического перекрытия и герметизации трубного канала бурильного инструмента при бурении нефтяных и газовых скважин, а также при проведении ремонтных и аварийных работ на скважине. При работе бурильного инструмента буровой раствор, подающийся под давлением, открывает клапан. При остановке бурильного инструмента клапан закрывается, обеспечивая надежную герметизацию, предотвращая зашламовывание забойного двигателя и предотвращая возможные выбросы газа и нефти, растворов через бурильные трубы.

Переливной клапан устанавливается выше винтового забойного двигателя и предназначен для сообщения внутренней полости бурильных труб с затрубным пространством при спускоподъемных операциях. Применение клапана уменьшает гидродинамическое воздействие на забой при спуске и подъеме колонны, а также предохраняет двигатель от холостого вращения. При подъеме применение ВЗД совместно с клапаном исключает неконтролируемый разлив промывочной жидкости. При опускании бурового инструмента в устье скважины, клапан открыт, происходит заполнение колонны бурильных труб жидкостью. При бурении, клапан закрыт, затрубное пространство и внутренняя полость колонны разобщены. При подъеме бурового инструмента, клапан открыт, происходит опорожнение колонны бурильных труб.



Технологическая оснастка колонны бурильных труб

Переливные
клапаны

Обратные клапаны





Клапаны

Шифр

КОШЗ-88х35

Клапан обратный шаровый диаметром 88 мм,
рассчитанный на рабочее давление до 35 МПа.





Клапаны

Шифр

КПШ-127

Клапан переливной шаровый с номинальным диаметром

127 мм





Технологическая оснастка колонны бурильных труб

Кран шаровый

Исполнения: КШ, КШВ, КШВН, КШН, КШЦ, КЗШ, КУ, КУ- 2ШД-155

Фильтры

Кран шаровой предназначен для оперативного перекрытия и герметизации трубного канала бурильной колонны при бурении нефтяных и газовых скважин, а также при проведении ремонтных и аварийных работ при вскрытых продуктивных отложениях. Конструкция крана позволяет производить разборку и сборку в полевых условиях с использованием специального инструмента.

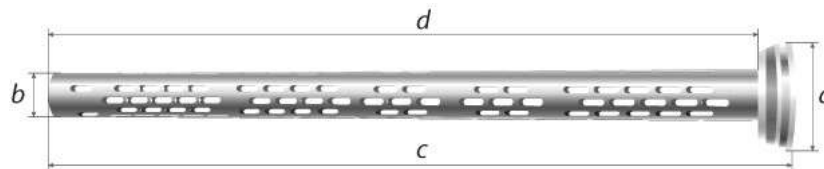
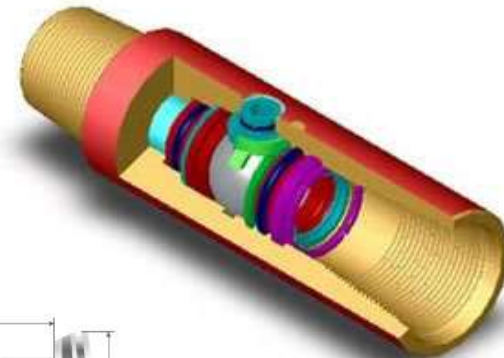
Фильтр служит для очистки промывочной воды от примесей попавших в циркуляционную систему. Фильтр устанавливается внутри буровой колонны между ведущей трубой и буровыми трубами. При прохождении бурового раствора через перфорированную крышку фильтра имеющиеся примеси задерживаются, а при подъеме БК – удаляются. Применение фильтров непременно при турбинном методе бурения.



Технологическая оснастка колонны бурильных труб

Кран шаровый

Фильтры



Кран шаровой предназначен для оперативного перекрытия и герметизации трубного канала бурильной колонны при бурении нефтяных и газовых скважин, а также при проведении ремонтных и аварийных работ при вскрытых продуктивных отложениях. Конструкция крана позволяет производить разборку и сборку в полевых условиях с использованием специального инструмента.

Фильтр служит для очистки промывочной воды от примесей попавших в циркуляционную систему. Фильтр устанавливается внутри буровой колонны между ведущей трубой и буровыми трубами. При прохождении бурового раствора через перфорированную крышку фильтра имеющиеся примеси задерживаются, а при подъеме БК – удаляются. Применение фильтров непременно при турбинном методе бурения.



Кран шаровый

Шифр

КШ-121

Кран шаровый с номинальным диаметром 121 мм





Фильтр

Шифр

ФБК – 127/133

Фильтр бурильной колонны, предназначенный для установки в бурильные трубы диаметром от 127 до 133 мм





Технологическая оснастка колонны бурильных труб

Предохранительные
кольца



Предохранительные кольца – надеваются поверх буровых труб, традиционно над ниппелем замка (резиновые либо железные). Служат для защиты от износа кондуктора бурильной колонной. В вертикальных скважинах следует устанавливать предохранительные кольца на каждой свече. В наклонно-направленной скважине число колец выбирают в зависимости от интенсивности, искривления скважины (1 – 2 на каждой трубе).



Технологическая оснастка колонны бурильных труб

Яссы

Верхнего действия

Механический

Нижнего действия

Гидромеханический

Двойного действия

Гидравлический



Бурильный ясс – это буровое оборудование, которое присоединяется к буровому инструменту и работает с бурильной колонной при заклиниваниях и освобождает заклинивший во время буровых работ инструмент. Это инструмент предназначен для использования в направленных скважинах, скважинах с осложнениями и глубоких скважинах.



Инструкция по эксплуатации бурильных труб

I. Конструкции и основные технические данные бурильных труб, замков и переводников

- 1.1 Трубы бурильные ведущие (ВБТ)
- 1.2 Трубы бурильные
- 1.3 Замки бурильные
- 1.4 Переводники для бурильных колонн

II. Заказ, получение труб, подготовка их к эксплуатации. Учет, начисление износа труб и их списание. Цена труб

- 2.1 Заказ и получение труб
- 2.2 Подготовка труб к эксплуатации
- 2.3 Учет, начисление износа труб, их списание. Цена труб

III. Эксплуатация бурильных труб

- 3.1 Общие требования
- 3.2 Соотношение размеров долот, УТБ и бурильных труб
- 3.3 Величины моментов свинчивания бурильных, утяжеленных бурильных труб, ведущих бурильных труб
- 3.4 Смазка резьбы замковых соединений
- 3.5 Износ бурильных труб и УТБ
- 3.6 Прокат бурильных труб
- 3.7 Ресурсосберегающая технология при использовании бурильного инструмента
- 3.8 Аварии с бурильными трубами, их предупреждение

IV. Контроль, профилактика и ремонт труб

- 4.1 Приемка и контроль труб
- 4.2 Правка труб
- 4.3 Дефектоскопия и толщинометрия труб
- 4.4 Ремонт резьбы
- 4.5 Удаление изношенных замковых деталей и сборка новых
- 4.6 Наплавка замков. Армирование муфты замка твердым сплавом

V. Транспортировка труб и их хранение

- 5.1 Транспортировка труб
- 5.2 Хранение труб



ТЕМА 2.

Проектирование и расчет бурильной колонны и технологической оснастки для сооружения скважины



Требования к бурильной колонне

1. Достаточная прочность при минимальном весе, обеспечивающем создание требуемой осевой нагрузки.
2. Обеспечение герметичности при циркуляции бурового раствора, причем с минимальными гидравлическими потерями.
3. Минимальные затраты времени при спускоподъемных операциях, при этом соединения должны обеспечивать прочность не менее прочности тела трубы, быть взаимозаменяемыми.





Силы и моменты, действующие на бурильную колонну

- растягивающие силы от собственного веса;
- растягивающие гидравлические нагрузки за счет перепада давления в забойном двигателе и долоте;
- силы внутреннего и наружного давления промывочной жидкости;
- силы взаимодействия колонны со стенками скважины (силы трения)
- силы инерции как самой колонны, так и промывочной жидкости;
- изгибающие моменты на участках естественного и искусственного искривления ствола скважины;
- осевая сжимающая сила в нижней части колонны;
- изгибающий момент за счет потери колонной прямолинейной формы;
- динамические составляющие продольных и поперечных сил, изгибающего и крутящего моментов за счет различного рода колебаний колонны.





Расчет УБТ

1. Выбор УБТ

Диаметр долота	Диаметр УБТ
190,5	159 (146)
215,9	178 (159)
244,5	203 (178)
269,9	219; 229 (203)
295,3; 320	229; 245; 254 (219; 229)
349,2	245; 254 (229; 245)
393,7 и более	273; 299 (254; 273)

Примечание: в скобках даны диаметры УБТ для осложненных условий бурения.



Расчет УБТ

2. Оценка жесткости ступени УБТ (она должны быть больше, чем жесткость обсадной колонны, под которую ведется бурение)

$$D_{01}/D_{ок} \geq \{ [1 - ((D_{ок} - 2\delta_{ок})/D_{ок})^4] / [1 - (d_{01}/D_{ок})] \}^{0.25},$$

где D_{01} и d_{01} - соответственно наружный и внутренний диаметры основной ступени УБТ, мм;

$D_{ок}$ и $\delta_{ок}$ - соответственно наружный диаметр и толщина стенки обсадной колонны, мм.

3. Проверка условия плавного перехода по жесткости от основной ступени УБТ к КБТ:

$$D_{он} < 1,33D_1$$

где $D_{он}$ – диаметр последней ступени УБТ, мм;

D_1 – диаметр бурильных труб первой секции, мм.

Если условие не выполняется, то секцию УБТ делаем ступенчатой. Минимальная длина секции с одним диаметром – **8 метров**.



Расчет УБТ

4. Определение диаметра переходной ступени УБТ

$$0,75D_{0i} < D_{i+1}$$

где D_{0i} , D_{i+1} – диаметры соответственно предыдущей и следующей ступеней УБТ. Диаметр УБТ выбирается ближайший больший из списка стандартных значений.

5. Расчет длины секции УБТ

$$l_{01} = 1/q_{01} [K_d \cdot Q_d / (1 - \gamma_j / \gamma_0) - (Q_{зд} + Q_c + \sum q_i \cdot l_i)]$$

где Q_d - осевая нагрузка на долото, кгс;

q_{01} - вес 1 м основной ступени УБТ, кгс/м;

K_d - коэффициент осевой нагрузки на долото, для турбинного бурения $K_d = 1,175$;

γ_0 - удельный вес материала УБТ, гс/см³;

γ_j - удельный вес бурового раствора, гс/см³;

$Q_{зд}$ - вес забойного двигателя, кгс;

Q_c - суммарный вес элементов КНБК за исключением забойного двигателя и УБТ, кгс;

l_i - длина переходной ступени УБТ м;

q_i - вес 1 м переходной ступени УБТ, кгс/м.

Значение округляется до целого числа из соображения нормальной комплектации секции.



Расчет УБТ

6. Формирование сводной таблицы выбранных УБТ

Интервал	Тип УБТ	Рассчитанная длина, м
Направление	УБТ 279-76Д	
	УБТ 229-90Д	
	УБТ 178-71Д	
	УБТ 165-71Д	
Кондуктор	УБТ 229-90Д	
	УБТ 178-71Д	
	УБТ 165-71Д	
ЭК	УБТ 178-71Д	
	УБТ 165-71Д	
Хвостовик	УБТ 108-46Д	



Расчет УБТ

7. Вес компоновки УБТ на воздухе составит

$$Q_o = q_{01} \cdot l_{01}$$

8. Общая длина компоновки УБТ определяется по формуле

$$l_o = \sum l_{oi}$$

9. Проверка на необходимость установки промежуточных опор

$$Q_o \geq 1,94 \cdot \sqrt[3]{(EI) \cdot q_{01}^2}$$

где Q_d – осевая нагрузка на долото, кгс;

E – модуль упругости материала труб, кгс/мм²;

q_{01} – вес 1 метра УБТ основной секции, кг/мм;

I – осевой момент инерции сечения тела трубы, мм⁴.

$$I = \frac{\pi D^4}{64} \cdot \left[1 - \left(\frac{d}{D} \right)^4 \right]$$

Если условие выполняется, то установка промежуточных опор **требуется**.



Расчет УБТ

10. Количество промежуточных опор

$$m = l_{01} / a,$$

где a – расстояние между промежуточными опорами, м.





Расчет КБТ

1. Если в компоновке не предусмотрено использование телесистемы, то первая секция КБТ над УБТ компоуется из труб ТБД16Т с целью проведения инклинометрических работ в скважине без подъема КБТ.
2. Для плавного перехода по жёсткости от УБТ к колонне БТ рекомендуется последующую секцию БТ формировать из труб возможно более низкой группы прочности с максимальной толщиной стенки.
3. Первоначально предполагается использовать выбранные трубы первой секции до устья, если они смогут пройти проверку на прочность к действию нагрузок.





Расчет КБТ

4. Расчет допускаемого избыточного давления на трубы

$$P_H < P_{кр}/n$$

$P_{кр}$ - критическое наружное давление, кгс/мм²;

$n=1,15$ – нормативный запас для наружного избыточного давления.

5. Проверка условия статической прочности в верхнем сечении секции для случая отрыва долота от забоя

$$Q_{Би} = q_i \cdot l_i \cdot (1 - \gamma_{ж} / \gamma_i),$$

$Q_{Би}$ – вес i – ой секции КБТ, кгс;

l_i - длина i - ой секции БТ, м;

γ_i – приведённый удельный вес трубы i -ой секции, гс/см³;

q_i - приведенный вес 1м тубы i - ой секции, кгс/м.



Расчет КБТ

6. Расчет растягивающей нагрузки, действующей на КБТ в вертикальном участке ствола

$$Q_p = k * \left(\sum_{i=1}^m Q_{Bi} + Q_{KH} \right) + \Delta p * F_k,$$

где k – коэффициент учитывающий силы трения, силы инерции, силы сопротивления промывочной жидкости, $k = 1,15$;

Δp – перепад давления в забойном двигателе и долоте (выбираются максимальные значения), кгс;

F_k – площадь поперечного сечения канала трубы, мм²;

m - порядковый номер (снизу от УБТ) рассчитываемой секции КБТ;

Q_{Bi} - вес i -ой секции КБТ, кгс;

Q_{KH} - вес КНБК, кгс;

7. Напряжение растяжения

$$\sigma_p = Q_p / F$$

где F – площадь поперечного сечения тела трубы, мм².



Расчет КБТ

8. Допускаемое напряжение для буровых труб

$$[\sigma] = \sigma_T / n$$

где $[\sigma]$ - допускаемое напряжение, кгс/мм²;

σ_T – предел текучести материала труб;

n – нормативный запас прочности, $n = 1,4$.

9. Фактический запас прочности

$$[\sigma] = \sigma_T / \sigma_p > 1,4$$

Если условие не соблюдается, то колонна проектируется из труб следующей по уровню группы прочности. Проверочные расчеты повторяются!!!



Расчет КБТ

10. Проверка выполнения условия статической прочности на верхней границе искривленного участка при подъёме БК

10.1. Определение веса части бурильной колонны на прямолинейном участке ствола (см. пример в п.5 расчета КБТ)

$$Q_k = K * ((Q_{Б1})_n + Q_{КН}) (\mu_i \sin \alpha + \cos \alpha) + \Delta p * F_k$$

где m - порядковый номер в пределах наклонного участка рассчитываемой секции КБТ;

μ_i - коэффициент трения БТ о стенки скважины, $\mu_i = 0,05 - 0,55$;

α - зенитный угол участка;

Q_k - усилие, обусловленное весом, силами сопротивления колонны и перепадом давления в забойном двигателе и долоте на предыдущих (нижерасположенных) участках, кгс.

Δp – перепад давления в забойном двигателе и долоте, кгс;

F_k – площадь поперечного сечения канала трубы, мм².



Расчет КБТ

Растягивающие нагрузки на искривленном участке при увеличении зенитного угла наклона профиля скважины

$$\psi^{(+)} = \frac{1}{2} \left[\frac{Q_K}{K \bar{q} R} \cdot \frac{1 + \bar{\mu}^2}{1 - \gamma_{жс} / \bar{\gamma}} - 2 \bar{\mu} \cos \alpha_K + (1 - \bar{\mu}^2) \sin \alpha_K \right] \cdot e^{-\bar{\mu} \alpha_K}$$

где R- радиус кривизны участка, м;

α – зенитный угол профиля скважины в рассчитываемом сечении, рад;

α_* - значение угла α , при котором происходит переход прилегания колонны от нижней к верхней стенке скважины;

α_n, α_k - начальное и конечное значение угла α на искривленном участке.

$\bar{q}, \bar{\gamma}, \bar{\mu}$ - усредненные параметры.

Для полученных значений $\Psi^{(+)}$ решается трансцендентное уравнение

$$\left(\sin \alpha_* - \bar{\mu} \cos \alpha_* \right) \cdot e^{-\bar{\mu} \alpha_*} = \psi^{(+)}$$



Расчет КБТ

Растягивающие нагрузки на искривленном участке при уменьшении зенитного угла наклона профиля скважины

$$\psi^{(-)} = \frac{1}{2} \left[\frac{Q_K}{K \bar{q} R} \cdot \frac{1 + \bar{\mu}^2}{1 - \bar{\gamma}_{\text{эс}} / \bar{\gamma}} + 2 \bar{\mu} \cos \alpha_K - (1 - \bar{\mu}^2) \sin \alpha_K \right] \cdot e^{-\bar{\mu} \alpha_K}$$

где R- радиус кривизны участка, м;

α – зенитный угол профиля скважины в рассчитываемом сечении, рад;

α_* - значение угла α , при котором происходит переход прилегания колонны от нижней к верхней стенке скважины;

α_n, α_k - начальное и конечное значение угла α на искривленном участке.

$\bar{q}, \bar{\gamma}, \bar{\mu}$ - усредненные параметры.



Расчет КБТ

Поиск значений $\Psi^{(+)}$ и $\Psi^{(-)}$ для заданных условий бурения

11. Расчет растягивающей нагрузки

$$Q_P = K \bar{q} R \frac{1 - \gamma_{жс} / \bar{\gamma}}{1 + \mu} \left[2 \cdot \Psi^{(+)} \cdot e^{\bar{\mu} \alpha} + 2 \bar{\mu} \cos \alpha - (1 - \bar{\mu}^2 \sin \alpha) \right]$$

12. Повторение пп.7-9 расчета КБТ (проверка запасов прочности).

13. Первая критическая нагрузка, соответствующая касанию бурильной трубы стенки скважины посередине между замками

$$T_{c1} = 3,84 \cdot 10^{-3} \cdot E \cdot I \cdot R \cdot \delta / S^4$$

где E - модуль упругости материала трубы, кгс/мм²;

I - осевой момент инерции сечения трубы, см⁴;

R - радиус кривизны профиля скважины, м;

S - длина бурильной трубы между замками (или замком и протектором), м.

$$\delta = (D_3 - D) / 2$$

где D_3 - наружный диаметр бурильного замка, мм;

D - наружный диаметр бурильной трубы, мм;



Расчет КБТ

14. Вторая критическая нагрузка, соответствующая началу прилегания бурильной трубы к стенке скважины посередине между замками

$$T_{c2} = 3 \cdot T_{c1}$$

Если

$$Q_p \leq T_{c1},$$

то наибольший изгибающий момент, имеющий место около бурильного замка, определяется по формуле

$$M_{и\max} = \frac{EI}{100R} \left(1 + \frac{25Q_p S^2}{3EI} \right)$$

Если

$$T_{c1} \leq Q_p \leq T_{c2},$$

то наибольший изгибающий момент, имеющий место около бурильного замка, определяется по формуле

$$M_{и\max} = \frac{EI}{100R} \left(1 + \frac{3 \cdot R \cdot \delta}{125 \cdot S^2} + \frac{25Q_p S^2}{3EI} \right)$$



Расчет КБТ

15. Определение наибольших изгибающих напряжений

$$\sigma_{и\ max} = M_{и\ max} / W_{и}$$

$W_{и}$ - осевой момент сопротивления трубы в опасном сечении, см³.

$$\sigma_{э} = \sigma_p + \sigma_{и\ max}$$

16. Повторение пп.7-9 расчета КБТ (проверка запасов прочности).

17. Проверка статической прочности для колонны бурильных труб может не проводится, так как она в данном случае аналогична проверке на прочность при отрыве долота от забоя.

18. Наибольшие допустимые глубины спуска секций в клиновом захвате. При коэффициенте охвата $C=0,9$

$$Q_{TK}^c = Q'_{TK} \cdot C$$

Q_{TK}^c - предельная (соответствующая пределу текучести) осевая нагрузка на трубу в клиновом захвате, кгс;

Q'_{TK} - предельная осевая нагрузка на трубу в клиновом захвате при коэффициенте охвата, равном единице, кгс;



Расчет КБТ

19. Определение наибольшей глубины спуска КБТ в клиновом захвате

$$l_{к1} = (Q_{тк}^c / n - Q_{кн}) / (q_m \cdot (1 - \gamma_{ж} / \gamma_0))$$

20. Определение максимальной длины секции бурильных труб

$$l_{бк} = \frac{Q_{p \max} / K_{\tau} - K \cdot \left(\sum_{i=1}^{m-1} Q_{Би} + Q_{КН} \right) - \Delta P \cdot F_k}{K \cdot q_m \cdot \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma_m} \right)}$$

$Q_{p \max}$ – максимально допустимая нагрузка на тело трубы, кгс;

K_{τ} – коэффициент влияния касательных напряжений на напряженное состояние трубы, при бурении забойными двигателями 1,0;

K – коэффициент, учитывающий влияние сил трения, сопротивления движению бурового раствора (в проектировочных расчетах – 1,15);

m – порядковый номер от УБТ секции КБТ;

$Q_{Би}$ – вес i -й секции КБТ, кгс;

ΔP – перепад давления в забойном двигателе и долоте, кгс/мм²;

F_k – площадь поперечного сечения канала трубы, мм²;

q_m – приведенный вес одного метра трубы, кгс/м;

$\gamma_{ж}$ – удельный вес бурового раствора, гс/см³;

$\gamma_{т}$ – удельный вес материала труб, гс/см³.



Расчет КБТ

$$Q_{p \max} = \frac{\sigma_m \cdot F}{n}$$

где σ_T - предел текучести материала труб, кгс/мм²;

F – площадь поперечного сечения тела трубы, мм²;

n - нормативный запас прочности (1,45).

21. Компоновка колонны бурильных труб

Интервал	Тип труб	Длина



Выбор технологической оснастки

Типоразмер

Технические
характеристики

Конструкция





Комплектование компоновок БК

Интервал, м	Состав	Длина, м
2500-3210	ВБТ – 121К	
	Кран шаровый КШ-121	
	Фильтр ФБ-127/133	
	ПК 127х9 Д	

	III190,5 СЗ-ГВ	



Вопросы для самопроверки

1. Что такое бурильная колонна?
2. Назначение бурильной колонны?
3. Что такое технологическая оснастка бурильной колонны?
4. Назначение УБТ.
5. Классификация УБТ по исполнению.
6. Классификация УБТ по материалу изготовления.
7. Что такое толстостенные бурильные трубы.
8. Исполнения толстостенных бурильных труб.
9. Что такое легкосплавные бурильные трубы.
10. Типы сплавов для легкосплавных бурильных труб.
11. Типы стальных бурильных труб по исполнению.
12. Группы прочности стальных бурильных труб.
13. Типы замков для стальных бурильных труб.
14. Назначение ведущей бурильной трубы.
15. Типы ведущих бурильных труб по исполнению.
16. Назначение насосно-компрессорных труб.
17. Типы исполнения НКТ.
18. Элементы технологической оснастки колонны бурильных труб.
19. Что такое центратор?
20. Что такое стабилизатор?



Вопросы для самопроверки

21. Что такое опора УБТ?
22. Типы переводников бурильных труб?
23. Типы обратных клапанов бурильных труб?
24. Что такое обратный клапан?
25. Что такое переливной клапан?
26. В чем отличие обратного и переливного клапанов?
27. Что такое шаровый кран бурильной колонны?
28. Что такое фильтр бурильной колонны?
29. Что такое предохранительные кольца бурильной колонны?
30. Что такое ясс?
31. Классификация яссов по принципу срабатывания.
32. Классификация яссов по направлению действия.

Спасибо за внимание!!!