

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа  
Кафедра Технологические машины и оборудования нефтегазового  
комплекса

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ Э.А. Петровский  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

направление 15.03.02 «Технологические машины и оборудование»  
профиль 15.03.02.01 «Проектирование технических и технологических  
КОМПЛЕКСОВ»

**Проектирование трубной головки фонтанного оборудования**

Руководитель \_\_\_\_\_ к.т.н., доцент А.К. Данилов

Выпускник \_\_\_\_\_ А.В. Наймович

Красноярск 2017

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа  
Кафедра Технологические машины и оборудования нефтегазового комплекса

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ Э. А.  
Петровский  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

**ЗАДАНИЕ  
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ  
в форме бакалаврской работы**

Красноярск 2017

Студенту Наймович Антону Витальевичу

Группа НБ 13-02

Направление подготовки 15.13.02 «Технологические машины и оборудование»

Профиль 15.03.02.01 «Проектирование технических и технологических комплексов»

Тема выпускной квалификационной работы «Проектирование трубной головки фонтанного оборудования»

Утверждена приказом по университету № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

Руководитель ВКР А.К. Данилов, доцент кафедры ТМиОНГК, Институт нефти и газа Сибирского федерального университета

Исходные данные для ВКР: Объектом ВКР является трубная головка фонтанного оборудования скважины. Предметом ВКР является повышение надёжности трубной головки. В задачи ВКР входят: расчёт фланцевых соединений под повышенное давление, а также гидравлический расчёт.

**Перечень рассматриваемых вопросов (разделов ВКР):**

Введение - Актуальность темы и современное состояние проблемы.

Раздел 1 – Сравнительный анализ существующих конструкций фонтанного оборудования, выявление их достоинств и недостатков. Выбор и обоснование вспомогательного оборудования (запорная и регулирующая арматура, клапаны). Отчёт о патентных исследованиях оформить отдельным приложением к бакалаврской работе.

Раздел 2 – Конструкторско-технологический раздел. Расчёт основных параметров трубной головки.

Раздел 3 – Этапы проектирования. Поэтапное создание 3D модели трубной головки в среде автоматизированного проектирования solidworks.

Заключение. Выводы по результатам выполненной работы.

Перечень графического и иллюстративного материала: Сборочный чертёж (1 лист формата А1), чертеж плиты (1 лист формата А3), чертёж головки (1 лист формата А2) презентация (12 –16 страниц).

Руководитель ВКР

\_\_\_\_\_ А.К. Данилов

Задание принял к исполнению

\_\_\_\_\_ А.В. Наймович

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2017 г.

## Содержание

Введение.....	6
1 Техническая часть .....	7
1.1 Оборудование фонтанных скважин .....	7
1.2 Колонная головка .....	13
1.3 Трубная головка .....	14
1.4 Фонтанная ёлка.....	15
1.5 Запорные и регулирующие устройства фонтанной арматуры и манифольда .....	19
1.6 Лубрикатор.....	22
1.7 Манифольд.....	23
1.8 Насосно-компрессорные трубы для фонтанных подъёмников .....	25
1.9 Неполадки при работе фонтанных скважин.....	27
2 Расчётная часть.....	28
2.1 Расчёт НКТ при фонтанной эксплуатации скважин.....	28
2.2 Расчёт усилий, действующих на фланцевое соединение.....	31
2.3 Гидравлический расчёт.....	42
3 Этапы проектирования .....	47
Заключение .....	51
Список используемой литературы .....	52
Приложение А .....	53
Приложение Б.....	79

## **Введение**

Фонтанный способ эксплуатации скважин осуществляют в начальный период разработки месторождения. Фонтанное оборудование скважины включает в себя арматуру устья и колонны насосно-компрессорных труб.

Актуальность данной темы в том, что несмотря на относительную простоту оборудования скважин для фонтанной добычи нефти и газа, оно выполняет ответственные функции и должно быть особенно надежно, так как аварии с оборудованием при фонтанировании могут привести к выбросам и пожарам. Кроме того, оно часто весьма металлоемко (масса арматуры устья скважины составляет от 0,6 до 4,0 тонн), что ведет к большому расходу металла. Поэтому при конструировании арматуры необходимо стремиться не только к увеличению ее надежности, но и к сокращению ее металлоемкости. В большинстве случаев фонтанный способ эксплуатации позволяет добывать из скважины наибольшее количество нефти при наименьших удельных затратах.

Исходя из этого, целью моей работы является: совершенствование элементов фонтанной арматуры, а именно трубной головки и запорных устройств, что приведёт к повышению надёжности и, соответственно, сроку службы.

К настоящему времени оборудование для эксплуатации скважины фонтанным способом резко усложнилось. Оно состоит из четырех основных частей: колонны труб, оборудования низа колонны, оборудования устья, то есть фонтанной арматуры, и обвязки устьевого оборудования, обычно называемой манифольдом.

Вследствие непрерывного усложнения условий эксплуатации скважин каждый элемент оборудования подвергается дальнейшему совершенствованию, что ведет к усложнению конструкции. Однако это изменение не привело к снижению надежности фонтанного оборудования в целом, а способствовало ее повышению.

## 1. Техническая часть

### 1.1 Оборудование фонтанных скважин

Анализ классификации оборудования, предназначенного для подъёма продукции пласта из скважины, приводит к выводу, что оно очень разнообразно. Это обусловлено весьма различными условиями добычи нефти: разным характером и количеством пластовой энергии, разнообразием отборов жидкости и глубин, с которых она поднимается, характеристик нефти, коллекторов, климатических условий, степени обустройства промыслов, наличием энергетической, ремонтной и других баз.

До освоения в фонтанную скважину спускают НКТ, а на колонную головку устанавливают фонтанное оборудование. Далее необходим монтаж манифольда, а также прокладка выкидной линии. Фонтанную арматуру изготавливают по ГОСТ 13846–84. Также их можно классифицировать по конструктивным и прочностным признакам в зависимости от:

- 1) Рабочего давления (7; 14; 21; 35; 70 и 105 МПа);
- 2) Схемы исполнения (восемь схем);
- 3) Числа спускаемых в скважину труб (один и два концентричных ряда труб);
- 4) Конструкции запорных устройств (затвора и краны);
- 5) Размеров проходного сечения по стволу 50–150 мм и боковым отводам (50–100 мм).

Трубная головка и фонтанная елка с запорным и регулирующими устройствами – это составные части фонтанной арматуры. Чтобы подвесить НКТ и загерметизировать пространство между ними и обсадной эксплуатационной колонной используется трубная головка.

Для того, чтобы направить поток в выкидную линию, а также для регулировки и контроля за работой скважины применяют фонтанную ёлку. Она может состоять из одного или двух тройников, либо крестовины (крестовая арматура). Арматуру выбирают по ряду условий, таких как: необходимое рабочее давление, схема (тройниковая или крестовая), число рядов труб, климатическое и коррозионное исполнение. Манифольд применяют для обвязки фонтанной арматуры с выкидной линией, подающей продукцию на АГЗУ.

К запорным устройствам арматуры относятся проходные пробковые краны с ручным управлением и прямоточные задвижки с ручным, пневматическим дистанционным или автоматическим управлением

Оборудование фонтанной скважины обычно состоит из арматуры устья и колонны НКТ. Колонна НКТ в некоторых случаях оснащается приемной воронкой, иногда клапанами-отсекателями или седлами для установки вставных клапанов-отсекателей. Иногда в скважине устанавливают пакер.

Детали и узлы арматуры соединяются между собой резьбой, фланцами с уплотнениями или хомутами. По этому признаку арматура делится на резьбовую, фланцевую и хомутовую.

Вертикальная, стволовая часть елки может иметь отводы в одну сторону (через тройники) или в две стороны (через крестовины). По этому признаку арматура делится на тройниковую и крестовую

Основные параметры арматуры – диаметр проходного сечения стволовой части фонтанной елки и рабочее давление, на которое рассчитана арматура.

В соответствии с технической документацией установлены рабочие давления  $P_{\text{раб}} = 14, 21, 35, 70, 105$  МПа, а также диаметры проходных сечений, приведенные ниже в таблице 1.1.



Таблица 1.1 – Диаметры проходных сечений

Условный диаметр $D_y$ , мм	Фактический диаметр $D_f$ , мм
50	52
65	65
80	80
100	104
150	152

ГОСТом установлены типовые схемы арматуры – тройниковые и крестовые. Все четыре схемы рассчитаны на подвеску одного ряда НКТ на переводном фланце. Для подвешивания двух рядов труб в схему добавляется узел, состоящий из тройника и запорных устройств на его отводе. Тройник устанавливается под переводником трубной головки. Во всех схемах допускается установка дублирующих запорных устройств на боковых отводах.

ГОСТом предусмотрены также схемы с дублирующими стволовыми запорными устройствами. Это обычно делается при больших давлениях на фонтанирующей скважине.

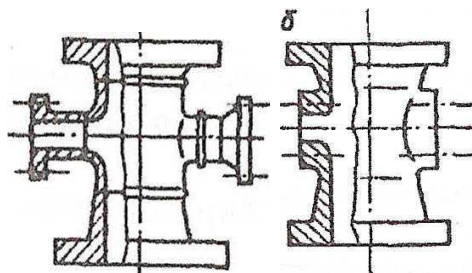
У тройниковой арматуры при двух боковых отводах верхний является основным рабочим отводом. При выходе его деталей из строя закрывается стволовое запорное устройство и жидкость или газ направляются по нижнему отводу без остановки работы скважины. Тройниковую арматуру рекомендуется использовать при низких и средних давлениях.

Для средних и высоких давлений ГОСТ рекомендует применять крестовую арматуру. Крестовая арматура значительно ниже тройниковой, что облегчает ее обслуживание. Общая высота арматуры при крестовой схеме и наличии дублирующих стволовых запорных устройств меньше, чем высота тройниковой арматуры.

К недостаткам крестовой арматуры относится то, что при выходе из строя одного из отводов необходимо закрывать нижнее стволовое запорное устройство, а следовательно, останавливать скважину. У тройниковой арматуры с верхним рабочим отводом при выходе его из строя можно закрыть среднюю стволовую задвижку и включить в работу нижний резервный отвод.

Распространены литые и сварные детали арматуры. Для изготовления элементов фонтанной арматуры применяются стали марок сталь 45, 40ХЛ, 40ХНЛ и другие легированные стали. Уплотняющие кольца изготавливают из стали марок 08КП, стали 20, стали 30, стали 40 и легированных сталей.

Постоянное совершенствование арматуры привело к существенному снижению ее металлоемкости и увеличению прочности. На рис. 1.2 показана сварная крестовина а и крестовина новой конструкции б.



а – сварная; б – с измененной конструкцией боковых отводов

Рисунок 1.1. Схемы облегченной крестовины

Сварные детали арматуры выполняются сваркой отдельных штампованных или кованных частей детали. Поскольку кованные или штампованные части обладают большей прочностью, чем литые, при переходе на сварные детали можно существенно снизить их металлоемкость, увеличить надежность и упростить технологию изготовления.

Стремление уменьшить металлоемкость арматуры новых видов иногда может привести к некоторым неудобствам эксплуатации скважин и оборудования. При использовании крестовины, показанной на рис. 1.2, б, необходимо применять у боковых отводов шпильки, ввернутые в крестовину. При нарушении целостности резьбы шпилек их сложнее заменить, чем

шпильки с двумя гайками. А если нарушилась резьба в теле крестовины, то надо отправлять на ремонт всю крестовину. При аварийных ситуациях глушение струи, идущей из обычного фланцевого отвода, осуществить проще, чем при фланце, выполненном в теле крестовины. Однако опыт эксплуатации новых конструкций может дать новые приемы работы с ними, которые уменьшат или ликвидируют указанные недостатки.

Кроме того, предусмотрена арматура, допускающая спуск в скважину электроцентробежного насоса. В стволовой катушке этой арматуры установлена сальниковая камера, через которую пропускается кабель электропогружного насоса, уплотняемый сальниковой набивкой.

На боковых струнах фонтанной елки установлены штуцера в виде диска со сменной втулкой. Боковые струны арматуры оканчиваются свободными фланцами, которые приваривают к присоединительным патрубкам манифольда.

С фонтанной арматурой поставляется колонный фланец, устанавливаемый на эксплуатационную колонну размером от 114 (4 1/2») до 168 мм (6 5/8»). Перед установкой колонного фланца необходимо расточить отверстие и нарезать в нем резьбу соответствующего размера.

Фонтанная арматура с прямоточными задвижками предназначена для герметизации устья фонтанирующих нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин.

Арматуру собирают по тройниковой и крестовой схемам.

В арматуре на  $P_p=21$  и  $35$  Мпа подъемные трубы (один или два ряда) подвешены на резьбе стволовой катушки (или на тройнике)

В арматуре на  $P_p=35$  Мпа,  $D_y=50$  мм трубы подвешены на резьбе, а на  $D_y=65$  мм и  $65/50$  мм того же давления – на муфтовой подвеске.

Регулирование режима эксплуатации скважин осуществляют быстросменными штуцерами.

В арматуре предусмотрена возможность замера температуры. Давления и подачи ингибиторов в затрубное пространство и ствол елки.

Запорными устройствами арматуры являются прямоточные задвижки с уплотнением «металл по металлу», с принудительной или автоматической смазкой. Герметичность затвора в задвижках при низких давлениях обеспечивается удельным давлением на уплотняющих поверхностях, создаваемым пружинами. При более высоких давлениях создается эффект самоуплотнения затвора.

Из данных видов фонтанных арматуры для нашей скважины подходит крестовая арматура 35 МПа.

Таблица 1.2 – Технические характеристики арматуры

Условное обозначение арматуры	Давление, МПа		Диаметр условного прохода ствола и боковых отводов, мм	Габариты, мм	Масс, кг
	рабочее	пробное			
АФЗК-65x21	21	42	65	2035x695x2560	1455
АФЗКа-65x21				2035x695x3040	1838
1АФК-100ПСx21			100	3560x1210x2540	4315
<b>АФКЗК-65x35</b>	35	70	65	2035x820x2560	1525
АФКЗКа-65x35				2035x820x3040	1934
2АФТ-65ПСx35				2560x630x3185	2316
4АФК-50x70	70	105	50	2730x785x3065	2320
АФК-65-70			65	2560x1070x3050	3110
АФЗК-65/50-70			65/50	2775x1070x3150	3305

Для облегчения управления задвижками опоры шпинделя расположены в упорных шарикоподшипниках. Задвижки на  $P_p=21,35,70$  МПа с условным диаметром  $D_y=100$  мм изготовлены с выдвинутым уравновешенным шпинделем (для задвижек с принудительной смазкой и задвижек с автоматической смазкой). Задвижка с автоматической смазкой состоит из

сварнолитого корпуса, в котором имеются две направляющие щеки с емкостями для уплотнительной смазки и системой каналов для прохода смазки к уплотнительным поверхностям. Между направляющими щеками установлены две плашки, собранные с шестью цилиндрическими пружинами и предохранительной фторопластовой втулкой.

Техническая характеристика фонтанной арматуры:

Давление, Мпа:

рабочее 35

пробное 70

Диаметры прохода, мм:

фонтанной ёлки 100

боковых отводов 65

Диаметр подъемных труб, 114 мм

Запорное устройство – задвижки:

прямоточные с уплотнительной смазкой с ручным управлением

Регулирующие устройства регулируемые штуцера

Габаритные размеры, мм:

длина 1900

ширина 1520

высота 3080

Масса арматуры, кг 1525

## **1.2 Колонная головка**

Колонная головка предназначена для разобщения межколонных пространств и контроля за давлением в них. Ее устанавливают на резьбе или посредством сварки на кондукторе.

Колонные трубы подвешивают при помощи колонных подвесок двух типов: клиньевых и муфтовых. В клиньевых подвесках колонны подвешивают при помощи трех-шести наборов клиньев с зубчатой насечкой; в муфтовых

колонны подвешивают на резьбе в корпусе самой подвески или ее деталей. Тип подвески зависит от ответственности и сложности условий, обвязки труб и крепления скважины, для которой предназначена головка. А также от длины и веса подвешиваемой колонны труб и ожидаемого давления.

Конструкция колонной обвязки предусматривает возможность:

- восстановления герметичности межколонных пространств подачей в межпакерную полость консистентного смазочного материала;
- опрессовки фланцевых соединений;
- контроля и разведки давления среды в межколонных пространствах;
- проведение цементирования скважины.

Иногда колонная головка может иметь сальник, чтобы эксплуатационная колонна могла перемещаться в вертикальном направлении (например, при закачке теплоносителя).

Промышленностью выпускается также колонные головки типа ОКБ, конструкция которых принципиально отличается тем, что она позволяет в одном корпусе обвязать три обсадных колонны.

### **1.3 Трубная головка**

Трубная головка предназначена для подвески одного или двух рядов подъемных труб, их герметизации, а также выполнения технологических операций при освоении, эксплуатации и ремонте скважин. Колонны подъемных труб подвешивают двумя способами: на резьбе и на муфтовой подвеске. В случае муфтовой подвески при однорядной конструкции лифта трубы подвешивают на муфтовой подвеске, устанавливаемой в крестовике трубной головки; при двухрядной конструкции для внутреннего ряда труб муфтовую подвеску устанавливают в тройнике трубной головки, а для наружного ряда – в крестовике.

Трубная головка состоит из крестовика, к боковым отводам которого крепятся задвижки. В расточку крестовика после спуска насосно-

компрессорных труб вставляют трубодержатель с переводником, на который подвешивают трубы. Переводник имеет резьбу насосно-компрессорных труб диаметром 73 мм. Во фланцах боковых отводов крестовика имеется резьба насосно-компрессорных труб диаметром 48 мм. Предназначенная для ввинчивания пробки приспособлением ПСЗД-700 при необходимости смены задвижки.

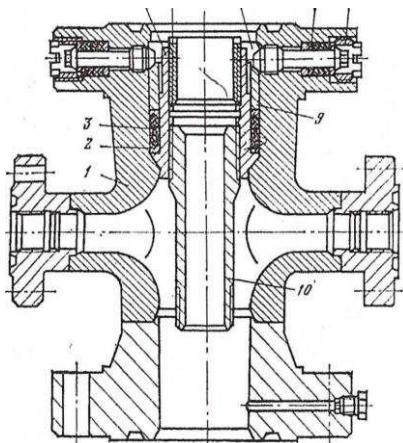


Рисунок 1.2. Трубная головка

В связи с тем, что подвеска насосно-компрессорных труб в трубной головке муфтового типа не связана с фланцем, она может быть спущена через установленный на верхнем фланце трубной головки превентор. Тем самым предотвращается возможность возникновения разгерметизации устья скважины в процессе спуска-подъема насосно-компрессорных труб. Кроме того, такая конструкция трубной головки позволяет спускать трубы под давлением с соответствующим оборудованием устья скважины превенторами.

#### 1.4 Фонтанная елка

Елка арматуры предназначена для транспортирования продукции скважины в магистральные трубопроводы, регулирования режима эксплуатации, установки специальных устройств для спуска глубинных

приборов или скребков для чистки парафина, замера давления и температуры среды, а также для проведения ряда технологических операций.

Елка может быть тройниковой (одно- или двухструнной) либо крестовой (двухструнной). Арматуру с двухструнной елкой применяют на скважинах, перекрывать которые при замене узлов и деталей нежелательно.

При тройниковой двухструнной елке эксплуатировать скважину целесообразно по верхней струне, при крестовой – по любой из струн.

По запасным струнам продукция из скважины направляется в тех случаях, когда производят замену штуцерной втулки или ремонт рабочей струны.

Боковые струны арматуры могут быть оборудованы двумя запорными устройствами, одно из которых (первое от ствола арматуры) запасное, а второе – рабочее. При замене изношенных рабочих запорных устройств на боковых отводах арматуры запасные устройства на боковых отводах арматуры запасные устройства перекрывают.

Крестовая арматура для скважин, не содержащих абразив, с проходным (условным) отверстием 50 мм, рассчитана на рабочее давление 70 МПа. Елка арматуры имеет два сменных штуцера, что позволяет быстро их заменять. Арматура рассчитана как на однорядный, так и на двухрядный подъемник, в последнем случае используется другая трубная головка.

Тройниковая арматура. Трубная головка, кроме крестовины 1, имеет тройник 2, что позволяет нести два НКТ.

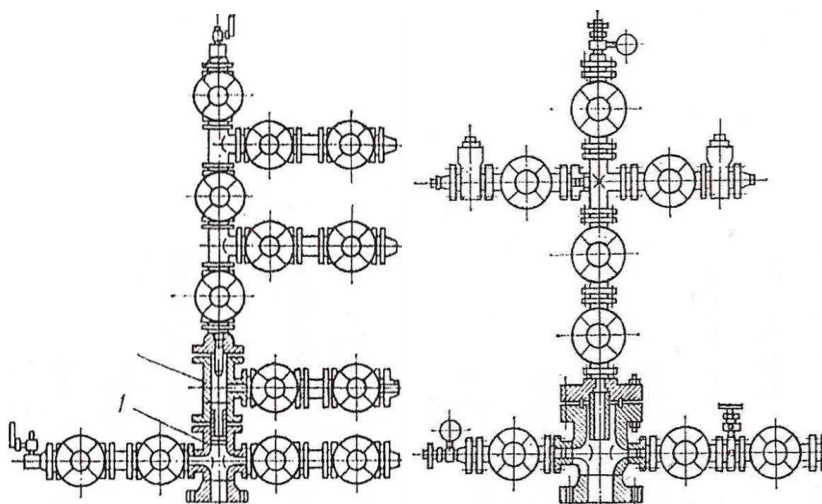




Рисунок 1.3. Тройниковая Рисунок 1.4. Крестовая фонтанная арматура фонтанная арматура

Фонтанная арматура выпускается на рабочее давление – 14, 21, 35, 70, 105, и 140 МПа, сечением ствола от 50 до 150 мм, по конструкции фонтанной елки крестовые и тройниковые, по числу спускаемых в скважину рядов труб однорядные и двухрядные и оборудованы задвижками или кранами.

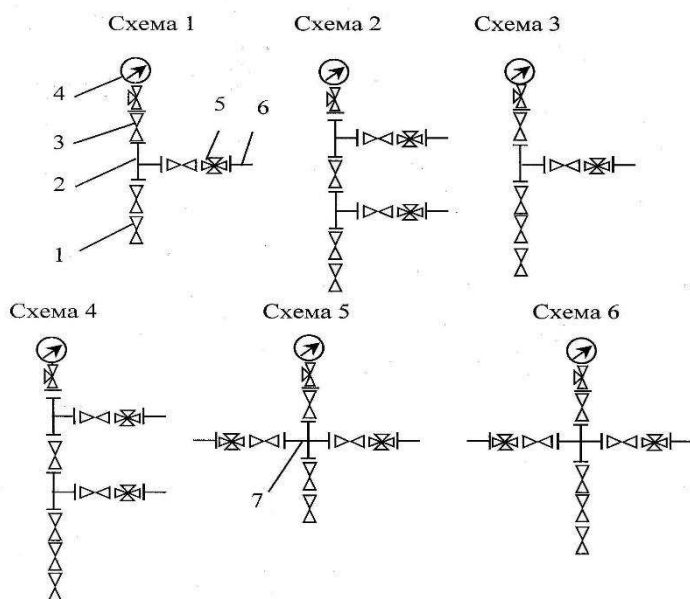
Таблица 1.3 – Пример обозначения: АФК6В-80/50х70ХЛ–К2а Х1 Х2 Х3 Х4 – Х5/Х6 х Х7 Х8 – Х9 Х10

X1	АФ – арматура фонтанная  АН – арматура нагнетательная
X2	Способ подвешивания скважинного трубопровода:  в трубной головке – не обозначается,  в переводнике к трубной головке – К,  для эксплуатации скважин УЭЦН – Э
X3	Обозначение типовой схемы елки  для арматуры с двумя трубными головками к номеру схемы добавляют «а»
X4	Обозначение системы управления запорными устройствами:  с ручным управлением – не обозначают,  с дистанционным – Д,  с автоматическим – А,  с дистанционным и автоматическим – В
X5	Условный проход ствола елки, мм
X6	Условный проход боковых отводов елки, мм  при совпадении с условных проходом ствола не указывается
X7	Рабочее давление, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )

X8	Климатическое исполнение по ГОСТ 16350–80:  для умеренного и умеренно-холодного микроклиматических районов – не обозначается;  для холодного макроклиматического района – ХЛ
X9	Исполнения по составу скважинной среды:  с содержанием H <sub>2</sub> S и CO <sub>2</sub> до 0.003% по объему каждого – не обозначается;  с содержанием CO <sub>2</sub> до 6% по объему – K1;  с содержанием H <sub>2</sub> S и CO <sub>2</sub> до 6% по объему каждого – K2 и K2И

Конструкция фонтанной арматуры обеспечивает возможность измерения давления на верхнем буфере елки, а также давления и температуры среды на буфере бокового отвода елки и трубной головки. Стандартами предусмотрено изготовление блочных фонтанных арматур, а также укомплектование по необходимости фонтанных арматур автоматическими предохранительными и дистанционно управляемыми устройствами.

При оборудовании скважины двумя концентрическими колоннами НКТ (двухрядная конструкция подъемника) трубы большего диаметра подвешиваются на резьбовом соединении нижнего тройника (крестовина), который устанавливается на крестовину, герметизирующую затрубное пространство.



Тройниковые – схемы 1, 2, 3 и 4; крестовые – схемы 5 и 6; (1 – переводник к трубной головке; 2 – тройник; 3 – запорное устройство; 4 – манометр с запорно-разрядным устройством; 5 – дроссель; 6 – ответный фланец 7 – крестовина).

Рисунок 1.5. Типовые схемы фонтанных елок

Типовые схемы фонтанных елок (рисунок 2) включают либо один (схемы 2 и 1), либо два (схемы 3 и 4) тройника (одно или двухъярусная арматура), либо крестовину (крестовая арматура – схемы 2 и 3).

Двухструнная (двухъярусная тройниковая и крестовая) конструкция елки целесообразна в том случае, если нежелательны остановки скважины, причем рабочей является верхняя или любая боковая струна, а первое от ствола запорное устройство – запасным. Сверху елка заканчивается колпаком (буфером) с трехфазовым краном и манометром. Для спуска в работающую скважину приборов и устройств вместо буфера ставится лубрикатор.

Типовые схемы фонтанной арматуры приведены на рисунке 6. Монтаж-демонтаж фонтанной арматуры на устье скважины производится автомобильными кранами или другими подъемными механизмами.

## 1.5 Запорные и регулирующие устройства фонтанной арматуры и манифольда

К запорным устройствам относятся задвижки и краны для перекрытия или открывания каналов арматуры и манифольда, к регулирующим – сменные штуцеры и вентили для изменения дросселированием расхода пластовой жидкости или газа.

В зависимости от схемы фонтанной арматуры или манифольда число запорных устройств в елке и трубной головке может составлять 10–12, а в манифольде 15–20 задвижек или кранов.

Запорные устройства-задвижки и краны применяемых в фонтанной арматуре типов широко используются в оборудовании почти для всех технологических процессов и операций при добычи нефти и газа, а в несколько измененном виде и при бурении скважин. В частности, они используются в противовыбросном оборудовании, в манифольде буровых насосов, в оборудовании для гидроразрыва пласта, для кислотной обработки и вообще во всех промысловых агрегатах, нефтегазопромысловых коммуникациях и сооружениях для сбора, разделения, транспорта пластовой жидкости, нефти и газа, для закачки воды и газа в пласт. Значительная часть этих запорных устройств применяется в оборудовании для первичной переработки нефти и газа и их транспортировки.

Принципиальные схемы основных запорных и регулировочных устройств отличаются способом уплотнения. Эффект уплотнения клиньюевой задвижки обеспечивается за счет распорного усилия клина – шибера, прижимаемого к гнездам каналов задвижки. Однако задвижкам этого типа свойствен ряд серьезных недостатков: непрямоточность потока жидкости или газа, возникновение завихрений, омывание шибера в открытом положении жидкостью. Поэтому задвижки с клиньюевым шибером создают большие гидравлические сопротивления, а долговечность омываемого потоком жидкости или газа в открытом положении шибера и гнезда мала. Недостаток задвижек – сложность обеспечения герметичности контакта поверхностей клин – гнездо как при изготовлении, так и при ремонте.

Более совершенна плоскошиберная задвижка, в которой уплотнение контакта шибера-гнездо достигается различными способами, но во всех случаях конструкция их исключает омывание герметизирующих поверхностей шибера в открытом положении жидкостью или газом. Пропускаемый поток жидкости или газа сохраняет направление при проходе через шибера, поэтому задвижки этого типа называются также прямоточными. Такой принцип устройства позволил значительно повысить долговечность задвижки и резко сократить в ней гидравлические потери. Плоская форма шибера способствует упрощению ее изготовления и ремонта.

Таблица 1.4-Техническая характеристика плоскошиберной задвижки

Рабочее давление PN, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	35 (350)
Пробное давление Pпр, Мпа (кгс/см <sup>2</sup> )	70 (700)
Условный проход DN, мм	65
Рабочая среда (температурой, °С)	продукция нефтяных и газовых скважин с содержащих механических примесей до 0,5% по объему, суммарным содержанием CO <sub>2</sub> и H <sub>2</sub> S до 0,003% и до 50% пластовой воды (от минус 5 до 120 <sup>0</sup> С)
Климатическое исполнение	У1, ХЛ1 по ГОСТ15150–60
Температура окружающей среды, °С	от минус 45 до +40 для У1 от минус 60 до +40 для УХЛ1
Герметичность в узле затвора по классу	«В» по ГОСТ9544–93
Присоединение	фланцевое по РД 26–16–40–89 по ГОСТ28919–91
Привод	Ручной (маховик)
Полный средний ресурс, не менее	1500 циклов
Полный средний срок службы, не менее	15 лет

Наработка на отказ, не менее	500 циклов
Материал основных деталей	
Корпус	Сталь 30ХМЛ; 20Х
Седло	Сталь 95Х18
Шибер	Сталь 95Х18
Шпиндель	Сталь 14Х17Н2
Гайка ходовая	БрАЖМц10–3–1,5
Сальниковая набивка	Кольца из терморасширенного графита КГФ-Г-48х32х8
Материал скобок – для исполнения ХЛ1	

Обозначение	D	D1	D2	d	h	L	Масса, кг
УК АФ 350–065–01	245	190,5	107,9	28	50	422	120
У АФ 350–065–02, – 03	195	160	90	22	40	350	99

## 1.6 Лубрикатор

В процессе эксплуатации фонтанных скважин периодически возникает необходимость проводить исследования эксплуатирующихся пластов с целью определения пластовых давлений, температур и других характеристик пласта. Исследования проводят глубинными манометрами, термометрами и другими приборами. Лубрикатором герметизируют устье скважины при спуске в нее глубинного прибора.

Лубрикатор состоит из корпуса, трубы, корпуса сальника, двух роликов, закрепленных на кронштейнах. Через сальник пропускают проволоку, к которой подвешивается прибор. Грундбуксой и нажимной гайкой по мере появления пропусков среды подтягивают сальник. Вентиль 1 служит для

установки на нем манометра, регистрирующего давление в скважине, и при необходимости для снижения давления через разрядную пробку.

Лубрикатор устанавливают на фонтанную арматуру в следующей последовательности. Закрывают верхнюю стволовую задвижку. Через разрядную пробку вентилем снижают давление. Отсоединяют верхний фланец с вентилем и манометром и устанавливают лубрикатор, в который предварительно вводят глубинный прибор. Проволоку, на которой подвешен прибор, пропускают через сальник.

Установленный на фонтанной арматуре лубрикатор опрессовывается, после чего при помощи лебедки, смонтированной на специальной машине, спускают глубинный прибор.

## **1.7 Манифольд**

Для обвязки фонтанной арматуры на поверхности с целью подключения рабочих струн арматуры к нефте- или газопроводу ее обвязывают специальным манифольдом. Он служит также для подключения к трубному и затрубному пространствам агрегатов, обеспечивающих возможность проведения различных технологических операций при запуске и эксплуатации скважины.

Манифольды фонтанной арматуры рядовых нефтяных скважин состоят из трех-четырех задвижек, крестовиков и некоторых других деталей. На более ответственных нефтяных скважинах манифольд состоит уже из большего числа задвижек, крестовиков и тройников.

Манифольд фонтанной арматуры состоит из следующих основных узлов:

– температурных компенсаторов, которые предназначены для компенсации подвижек фонтанной арматуры, возникающих при нагреве металла стволовой части скважины и фонтанной арматуры, при работе скважины, движущимся потоком высокотемпературных пластовых флюидов;

– боковых тройников (под 45°) с отбойными заглушками, которые имеют одинаковый угол наклона с фланцем температурного компенсатора. Внутри тройника поток разворачивается на 90°. Точно в направлении потока (перед тем, как он поворачивается), поставлена отбойная (жертвенная) заглушка. Ее внутренняя полость заполнена свинцом. Скорость потока на повороте вызывает эрозию, которая «выедает» свинец из заглушки. Для определения интенсивности эрозии, необходимо производить периодические ревизии этих заглушек.

– боковых манифольдных задвижек, предназначенных для переключения струн;

– центрального тройника, предназначенного для соединения боковых струн и для монтажа на нем приборов КИП и А;

– регулируемого штуцера с электромеханическим приводом АУМА, который предназначен для автоматического регулирования расхода потока и его давления непосредственно во время работы скважины;

– промежуточных катушек, предназначенных для соединения компонентов манифольда;

– задвижки аварийного отключения выкидной линии с пневмоприводом;

– переходного сварного фланца, к которому приваривается выкидная линия скважины.

При обвязке устья скважин необходимо учитывать следующее:

– пропуск газа при возможно минимальном снижении давления в манифольде.

– замер температуры и давления рабочей среды, а также отбор проб газа.

– места для установки породоуловителя и пружера с целью проведения исследования скважины.

– электрическую изоляцию устья скважины от шлейфа.

– исследование специальных линий для глушения скважины в осложненных условиях.



Автоматическое отключение подачи газа в шлейф в случае повышения или понижения давления в нем за пределы заданного.

### **1.8 Насосно-компрессорные трубы для фонтанных подъемников**

Для фонтанных подъемников используются так называемые насосно-компрессорные трубы (НКТ). НКТ широко применяются для подъемников не только при компрессорном, но и при бескомпрессорном газлифте, а также во всех фонтанных, нагнетательных скважинах для выполнения большого числа различных процессов и операций, например при гидроразрыве пласта или его солянокислотной обработке, при работах с внутрискважинным оборудованием, при ловильных работах, промывках песчаных пробок, для внутри промысловых коммуникаций.

НКТ изготавливают главным образом из углеродистых сталей разных групп прочности с пределом текучести от 380 до 750 МПа.

Принципиально новый тип труб – непрерывные НКТ, изготавливаемые в виде полого стержня, длина которого равна длине всей колонны труб. При спускоподъемных операциях, хранении и транспортировке их наматывают на барабан большого диаметра. Трубы этого типа изготавливаются из полосовой стальной заготовки гибкой и продольной сваркой. Отсутствие резьбовых стыков и муфт резко упрощает конструкцию колонны, уменьшает и размеры и металлоемкости, облегчает и ускоряет спуско–подъемные операции.

Наматываемые НКТ полностью ликвидируют самые тяжелые, наименее механизированные спуско–подъемные операции путем устранения необходимости разборки и сборки колонны на отдельные трубы. Таким образом, применение наматываемых НКТ устраняет необходимость по созданию комплексно-механизированного и автоматизированного оборудования для спуско-подъемных операций с разборкой колонны на отдельные трубы.

Наматываемые НКТ имеют и существенные недостатки. При обрыве колонны сложно выполнить ловильные операции; в зоне стыка необходимо выполнить высококачественную сварку и обеспечить равнопрочность стыка; стыкосварочные работы необходимо в ряде случаев выполнять непосредственно над устьем скважин. Эти и ряд менее существенных недостатков являются главной причиной медленного внедрения наматываемых труб.

Конструирование, изготовление и поставка НКТ регламентируются соответствующими стандартами. Стандартом для муфтовых неравнопрочных НКТ в настоящее время является ГОСТ 633 – 80, а для муфтовых равнопрочных с высаженными концами – ОСТ. Ряд номинальных наружных диаметров НКТ, как гладких, так и с высаженными наружу (под муфту) концами определен размерами 48, 60, 73, 89, 102 и 114 мм, а внутренних соответственно 40, 50, 62, 59. 76, 88.6, 100.3 мм. Допустимые отклонения НКТ по наружному диаметру 0,8 – 1,2% и минус 0,2 – 0,5%, а по толщине стенки трубы 12,5% и по массе 9%. Регламентируются также группы прочности стали НКТ обуславливающей механические свойства материала.

В процессе эксплуатации скважин на внутренней поверхности НКТ откладываются парафин, смолы, соли, продукты коррозии. Наиболее интенсивны и часты отложения парафина в фонтанных, газлифтных и насосных скважинах, пробуренных на девонские продуктивные пласты. Парафин постепенно почти полностью закупоривает НКТ, что исключает возможность эксплуатации скважины. Соли чаще всего откладываются в НКТ нагнетательных скважин. Это также приводит к постепенному сужению каналов, вследствие чего становится необходимым увеличивать напор нагнетательных насосов, т.е. увеличивать энергию, затрачиваемую на добычу нефти. При этом резко сокращается количество жидкости, нагнетаемой в пласт. При добычи нефти и газа с агрессивными компонентами стальные трубы корродируются, что приводит к резкому уменьшению срока службы НКТ, иногда почти на порядок.

Насосно – компрессорные трубы в фонтанных скважинах в зависимости от схемы подъемника подвергаются или растягивающей, или сжимающей нагрузкам.

Для защиты НКТ от парафина и коррозии и снижения гидросопротивления на 20 ÷ 30% применяются защитные покрытия (стекло, стеклоэмали, лакокрасочные материалы и др.).

### **1.9 Неисправности в работе фонтанных скважин**

При работе фонтанных скважин иногда могут возникать неисправности. Они могут быть связаны с отложениями парафина, солей, накоплением песка на забое, воды, а также с различного рода утечками нефти, газа, нарушением герметичности затвора или поломками запорных устройств.

Весь процесс эксплуатации ведется под тщательным наблюдением операторов ДНГ. Это позволяет вовремя заметить и устранить неполадки, такие как:

- отложения парафина и солей в НКТ, в результате снижения устьевого давления  $P_2$  и одновременное повышения затрубного давления  $P_{затр}$ ;
- образование песчаной пробки или накопление воды между забоем и башмаком НКТ, при одновременном снижении устьевого и затрубного давлений;
- разъедание штуцера в результате снижения давления и увеличения дебита.

## 2. Расчетная часть

### 2.1 Расчёт НКТ при фонтанной эксплуатации скважин

При эксплуатации нефтяных и газовых скважин, по ГОСТ 633–80 применяют стальные бесшовные НКТ следующих типов:

- а) гладкие трубы и муфты с углом при вершине  $60^\circ$  и треугольной резьбой;
- б) трубы с высаженными наружу концами и муфты к ним;
- в) гладкие высокогерметичные трубы (НКБ) с трапецеидальной резьбой и муфты к ним;
- г) насосно-компрессорные безмуфтовые трубы (НКБ) с высаженными наружу концами с трапецеидальной резьбой.

Насосно-компрессорные трубы, при фонтанной эксплуатации скважин, рассчитывают:

- а) на страгивающую нагрузку в резьбовом соединении;
- б) на предельную нагрузку в опасном сечении;
- в) на внутреннее давление.

На страгивающую нагрузку рассчитывают гладкие насосно-компрессорные трубы с треугольной резьбой и трубы НКМ с трапецеидальной резьбой, так как резьбовое соединение у них – это слабое сечение.

Для определения страгивающей нагрузки наиболее часто используют формулу Ф.И. Яковлева:

$$P_{\text{стр}} = \pi D_{\text{ср}} b \sigma_T / (1 + \eta) \cdot (D_{\text{ср}} / 2L) \cdot \text{ctg} (\alpha + \varphi) \quad (2.1)$$

Где:

$b = \delta - h_1$  – толщина тела трубы под резьбой в основной плоскости;

$h_1$  – высота профиля резьбы;

$D_{\text{ср}} = d + b$  – средний диаметр тела трубы под резьбой;

$d$  – внутренний диаметр трубы;

$\eta = b/(\delta+b)$  – поправка Шумилова;

$\alpha$  – угол наклона несущей поверхности резьбы к оси трубы;

$\varphi$  – угол трения в резьбе  $\varphi=(7^\circ-9^\circ)$ ;

$L$  – длина резьбы с полным профилем;  $\sigma_T$  – предел текучести материала трубы.

Также необходимо рассчитать трубу на предельную нагрузку по основному телу. Наряду с расчетом на сдвигающую нагрузку такому расчёту, в первую очередь, следует подвергать НКТ с высаженными наружу концами с треугольной резьбой и НКБ с трапецидальной резьбой:

$$P_{пр}=(\pi/4) (D_p^2-d^2)\sigma_T, (2.2)$$

где  $D_p$  – диаметр резьбы в основной плоскости по впадинам витков для гладких НКТ или диаметр наружной основной тела НКТ с высаженными наружу концами и НКБ.

За расчётную нагрузку принимают наименьшую из сдвигающей и предельной нагрузок, и определяют допустимую глубину спуска данной трубы с заданными коэффициентом запаса:

$$L_{тр}=P_{рас}/q \cdot n \cdot g, (2.3)$$

где  $P_{рас}$  – расчетная нагрузка;

$q$  – масса 1 погонного метра трубы с учетом муфт и высаженной части;

$n$  – коэффициент запаса ( $n=1,2 \div 1,3$ );

$g=9,81$  м/с<sup>2</sup> – ускорение свободного падения.

При расчете 2-й и последующих секций за  $P_{рас}$  принимается разность текущего и предыдущего значений нагрузки.

Расчет на внутреннее давление производится на допустимое давление, исходя из прочности и геометрических параметров трубы по формуле Барлоу:

$$P_{\text{вн}}=2\delta[\sigma_{\text{T}}]/D_{\text{н}}, (2.4)$$

где  $\delta$  – толщина основного тела трубы;

$[\sigma_{\text{T}}]=\sigma_{\text{T}}/\eta$  – допустимое значение предела текучести (по ГОСТ 633–80,  $\eta=1,25$ ; по другим источникам  $\eta=1,3\div 1,5$ );  $D_{\text{н}}$  – наружный диаметр основного тела трубы.

Необходимо также определить фактическое внутреннее давление, определяемое высотой столба жидкости в трубах:

$$P_{\text{ф}}=\Sigma L_{\text{тр}1}\rho_{\text{ж}}g+P_{\text{буф}}, (2.5)$$

Где:

$L_{\text{тр}1}$  – длины секций НКТ;

$\rho_{\text{ж}}$  – плотность жидкости  $g=9,81$  м/с<sup>2</sup>.

Условием надежной работы НКТ является  $P_{\text{вн}} > P_{\text{ф}}$ .

Исходя из условий прочности НКТ на разрыв в опасном сечении, на страгивающие нагрузки в резьбовом соединении и на внутреннее давление, определить глубину спуска ступеней колонны гладких насосно-компрессорных труб с треугольной резьбой из стали групп прочности «М» общей длиной 4400 м для фонтанирующей скважины глубиной 4500 м имеющей обсадную колонну диаметром 114x7 мм. При расчёте пренебрегаем потерей веса колонны труб в жидкости, так как уровень жидкости в межтрубном пространстве во время работы может быть оттеснен до башмака колонны труб.

Примем, что у нас односекционная гладкая НКТ 114x7 из стали групп прочности «М» ( $\sigma_{\text{T}}=750$  МПа).

Страгивающую нагрузку определим по формуле (2.1).

Найдем:

$$b=\delta-h_1=7-1,81=5,19 \text{ мм}; d=D-2\delta=114,3-2\cdot 7=100,3 \text{ мм};$$

$$D_{cp}=d+b=100,3+5,19=105,49 \text{ мм};$$

$$L=52,3 \text{ мм}; \eta=5,19/7+5,19=0,425$$

$$\text{ctg}(\alpha+\varphi)=\text{ctg}67^\circ=0,424$$

$$P_{стр}=3,14 \cdot 105,49 \cdot 5,19 \cdot 750 \cdot 10^{-3} \cdot 10^3 \cdot 10^6 / 1 + 0,425 \cdot 105,49 / 2 \cdot 52,3 \cdot 0,424 = 1092666,3 \text{ Н}$$

Предельную нагрузку определим по формуле (2.2):

$$P_{пр}=0,785 \cdot [(114,3 - 2 \cdot 1,81)^2 - 100,3^2] \cdot 10^{-6} \cdot 750 \cdot 10^6 = 1289345 \text{ Н.}$$

Выбрав страгивающую нагрузку за расчётную как наименьшую, определим допустимую глубину спуска секции НКТ по формуле (2.3):

$$L_{тр1}=1092666,3 / 9,81 \cdot 19,1 \cdot 1,3 = 4486 \text{ м.}$$

Минимальный зазор с обсадной колонной составит:

$$S=178 - 2 \cdot 7 - D_{м\text{ НКТ}}=178 - 2 \cdot 7 - 132,1=31,9 \text{ мм.}$$

Допустимое внутреннее давление для нижней трубы НКТ 114x7 мм (формула (2.4)):

$$P_{вн}=2 \cdot 7 \cdot 10^{-3} \cdot 750 / 100,3 \cdot 10^{-3} \cdot 1,5 = 69,79 \text{ МПа.}$$

Определяем фактическое внутреннее давление трубы, по формуле (2.5) при плотности добываемой жидкости  $\rho_{ж}=850 \text{ кг/м}^3$ ;  $P_{буф}=1,5 \text{ МПа}$ :

$$P_{ф}=4486 \cdot 850 \cdot 9,81 + 1,5 \cdot 10^6 = 38,9 \cdot 10^6 \text{ Н/м}^2 = 38,9 \text{ МПа.}$$

$P_{ф} < P_{вн} = 38,9 < 69,79 \text{ МПа}$ , следовательно, выбранная нами одноступенчатая колонна проходит как по условию прочности, так и по внутреннему давлению для заданных условий скважины.

## 2.2 Расчет усилий, действующих на фланцевое соединение

Уплотняют фланцевые соединения деталей арматуры, в основном, металлическими кольцами овального или восьмиугольного сечения.

Для расчёта фланца необходимо определить:

а) силу обжатия;

б) рабочие усилия при повышении давления в арматуре;

в) усилия от разности температур фланца и стягивающих шпилек при перекачке горячей среды и усилие от веса боковых отводящих труб, соединённых с арматурой.

Чтобы обеспечить герметичность стыка, необходимо предварительно обжать прокладку. Это нужно сделать для устранения неплотности прилегания под давлением.

Определим усилие обжатия:

$$P_{\text{обж}} = \pi D_{\text{ср}} b_{\text{эф}} q_{\text{обж}}. \quad (2.20)$$

Где:

$D_{\text{ср}}$  – средний диаметр прокладки;

$b_{\text{эф}}$  – суммарная ширина контакта прокладки (для прокладки овального и восьмиугольного сечений  $b_{\text{эф}} = b/4$ );

$q_{\text{обж}}$  – давление на прокладку для ее обжатия (для мягкой меди  $q_{\text{обж}} = 160$  МПа, мягкой стали – 250 МПа; стали типа 15Х5М – 350 МПа; стали 12Х18 Н9Т – 400 МПа).

Разность между давлением обжатия и допускаемым давлением должна быть в пользу последнего:

$$q_{\text{обж}} \leq [q].$$

Усилие при эксплуатации  $P_{\text{эксп}}$  состоит из:

а) учёта действия давления  $P_{\text{дав}}$ , которое разжимает фланцы;

б) остаточного усилия затяжки  $\Delta P_{\text{зат}}$ , которое должно быть достаточным для уплотнения соединения;

в) влияния температуры горячей перекачиваемой среды  $P_t$ ;

г) влияния веса отводящих манифольдов.



$$P_{\text{экс}} = P_{\text{дав}} + \Delta P_{\text{зат}} + P_t + 3P_m, \quad (2.21)$$

Отсюда усилия от действия давления и остаточного усилия затяжки определяется по формуле:

$$P_{\text{дав}} + \Delta P_{\text{зат}} = (\pi D_{\text{ср}}^2 / 4) \cdot (P_p + \pi D_{\text{ср}} \cdot b_{\text{эф}} \cdot m \cdot P_p), \quad (2.22)$$

Где:

$P_p$  - давление в арматуре;

$m$  – прокладочный коэффициент, зависящий от упругих свойств материала прокладки (для резины  $m=2,7$ ; для хромникелевой стали  $m=3,2$ ).

Если арматура работает с паром, газом или смесью жидкости и газа в формулу подставляют  $2m$ .

Перекачивая горячую среду, температура арматуры выше температуры шпильки из-за того, что они лучше охлаждаются.

При определении дополнительной нагрузки, фланцы считают жесткими, а шпильки и прокладку упругими:

$$P_t = \Delta t \cdot h_{\text{ш}} \cdot \alpha / (h_{\text{ш}} / (E_{\text{ш}} \Sigma f_{\text{ш}}) + h_p / (E_{\text{пр}} \Sigma f_{\text{пр}})), \quad (2.23)$$

Где:

$\Delta t$  – разность температур фланца и шпилек; °С;

$h_{\text{ш}}$  – длина растягиваемой части шпилек;

$\alpha$  – коэффициент теплового расширения материала шпилек для стали  $\alpha = 0,11 \cdot 10^{-4}$  °С;

$h_p$  – рабочая высота прокладки;

$E_{\text{ш}}, E_{\text{пр}}$  – модули упругости материала шпильки и прокладки;

$f_{\text{пр}}$  – площадь поперечного (горизонтального) сечения прокладки.

Рабочую высоту прокладки находим по формуле:

$$h_p = h_{\text{п}} - 0,22R, (2.24)$$

где  $R$  – радиус закругления прокладки.

Усилие в шпильках от веса отводящих труб манифольда:

$$P_M = M_{\text{изг}} / (D_{\text{ср}} + D_{\text{шп}}) / 2, (2.25)$$

Где:

$M_{\text{изг}}$  – суммарный изгибающий момент от веса деталей манифольда;

$D_{\text{шп}}$  – диаметр окружности крепления шпильками.

Расчётное усилие  $P_{\text{рас}}$  выбираем наибольшим из  $P_{\text{обж}}$  и  $P_{\text{эксп}}$ . Усилие на наиболее нагруженную шпильку определяется по формуле:

$$P_{\text{ш}} = P_{\text{рас}} / n, (2.26)$$

Где:

$P_{\text{рас}}$  – большее усилие из  $P_{\text{обж}}$  и  $P_{\text{эксп}}$ ;

$n$  – количество шпилек.

Напряжение в шпильке:

$$\sigma = P_{\text{ш}} / f_{\text{ш}} \leq \sigma_T / \eta, (2.27)$$

Где:

$f_{\text{ш}}$  – площадь поперечного сечения шпильки по внутреннему диаметру резьбы;

$\eta$  – коэффициент запаса  $\eta = 1,25 - 1,6$ .

Допускаемые момент затяжки шпильки ключом:

$$M_{\text{кл}} = (0,04 - 0,07) \sigma_T d^3, (2.28)$$

где  $d$  – наружный диаметр резьбы шпильки;  $\sigma_T$  – предел текучести материала шпильки.

Расчетный момент затяжки шпильки:

$$M_{\text{кл.р}}=0,055\sigma d^3, (2.29)$$

В моей схеме используются 4 типа фланцев: 280x35; 180x35; 100x35; 65x35

Таблица 2.1 – Исходные данные для фланца 280x35

Диаметр фланца	585 мм
Условный диаметр прохода	280 мм
Внутренний диаметр прокладки	323.8 мм
Высота прокладки	21 мм
Ширина прокладки	15.9 мм
Диаметр окружности крепления шпильками	483 мм
Рабочее давление	35 МПа
Температура	100 °С
Количество шпилек	8
Рабочая высота шпильки	51 мм
Высота профиля резьбы шпильки	1,5 мм

Усилие обжатия фланца найдём по формуле (2.20). Для прокладки из стали 12X18Н9Т  $\sigma_{\text{обж}}=400$  МПа

Средний диаметр прокладки:

$$D_{\text{ср}}=D_{\text{н}}-b=323,8-21=302,8 \text{ мм.}$$

$$b_{\text{эф}}=b/4 =21/4=5,2 \text{ мм.}$$

$$\text{тогда } P_{\text{обж}} =3,14 \cdot 302,8 \cdot 5,2 \cdot 10^{-6} \cdot 400 \cdot 10^6=1977647 \text{ Н.}$$

Чтобы определить эксплуатационное усилие возьмём формулу (2.21).  
 Определим усилие от рабочего давления и остаточного усилия затяжки  
 ( $m=3,2$ ):

$$P_{\text{эксп}} = P_{\text{дав}} + \Delta P_{\text{зат}} = (\pi D_{\text{ср}}/4) \cdot P_p + \pi D_{\text{ср}} \cdot b_{\text{эф}} \cdot m \cdot P_p = (3,14 \cdot 302,8^2/4) \cdot 35 \cdot 10^6 \cdot 10^6 + 3,14 \cdot 302,8 \cdot 5,2 \cdot 10^{-6} \cdot 3,2 \cdot 35 \cdot 10^6 = 2519123 + 553741 = 3072864 \text{ Н.}$$

$$P_{\text{рас}} = P_{\text{эксп}} = 3072864 \text{ Н.}$$

Усилие на наиболее нагруженную шпильку найдём из формулы (2.26):

$$P_{\text{ш}} = 3072864/8 = 384108 \text{ Н.}$$

Диаметр шпильки найдём из формулы (2.27) принят коэффициент запаса  $\eta=1,5$ :

$$f_{\text{ш}} = P_{\text{ш}}/\sigma_T \cdot \eta = 384108/360 \cdot 10^6 \cdot 1,5 = 1600 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2.$$

Теперь найдём диаметр шпильки по впадине резьбы:

$$d' = \sqrt{4f_{\text{ш}}/\pi} = \sqrt{1600/0,785} = 48,1 \text{ мм.}$$

Определим диаметр шпильки:

$$d = d' + 2h_p = 48,1 + 2 \cdot 1,5 = 51,1 \text{ мм.}$$

Напряжение в шпильке:

$$\sigma_{\text{ш}} = 384108/376 \cdot 10^{-6} = 849,8 \cdot 10^6 \text{ Н/м}^2,$$

Отсюда площадь поперечного сечения шпильки по впадине резьбы:

$$f'_{\text{ш}} = 0,785 (51 - 2 \cdot 1,5)^2 = 376 \text{ мм}^2.$$

Допустимый момент затяжки шпильки (формула (2.28)):

$$M_{\text{кл}} = 0,06 \cdot 360 \cdot 10^6 \cdot 51^3 \cdot 10^{-9} = 1100 \text{ Н} \cdot \text{м.}$$

Расчётный момент затяжки (формула (2.29)):

$$M_{\text{кл р}} = 0,055 \cdot 243 \cdot 10^6 \cdot 51^3 \cdot 10^{-9} = 681 \text{ Н} \cdot \text{м.}$$

Таблица 2.1 – Исходные данные для фланца 180x35

Диаметр фланца	395 мм
Условный диаметр прохода	180 мм
Внутренний диаметр прокладки	211 мм
Высота прокладки	18 мм
Ширина прокладки	12,7 мм
Диаметр окружности крепления шпильками	317,5 мм
Рабочее давление	35 МПа
Температура	100 °С
Количество шпилек	8
Рабочая высота шпильки	83 мм
Высота профиля резьбы шпильки	1,5 мм

Усилие обжатия фланца найдём по формуле (2.20). Для прокладки из стали 12Х18Н9Т  $\sigma_{обж}=400$  МПа

Средний диаметр прокладки:

$$D_{cp}=D_n-b=211-12,7=198,3 \text{ мм.}$$

$$b_{эф}=b/4=12,7/4=3,17 \text{ мм.}$$

тогда  $P_{обж}=3,14 \cdot 198,3 \cdot 3,17 \cdot 10^{-6} \cdot 400 \cdot 10^6=789535 \text{ Н.}$

Чтобы определить эксплуатационное усилие возьмём формулу (2.21).

Определим усилие от рабочего давления и остаточного усилия затяжки ( $m=3,2$ ):

$$P_{эксп}=P_{дав}+\Delta P_{зат}=(\pi D_{cp}/4) \cdot P_p+\pi D_{cp} \cdot b_{эф} \cdot m \cdot P_p=(3,14 \cdot 198,3^2/4) \cdot 35 \cdot 10^6 \cdot 10^{-6}+3,14 \cdot 198,3 \cdot 3,1 \cdot 10^{-6} \cdot 3,2 \cdot 35 \cdot 10^6=321656+118724=834380 \text{ Н.}$$

$$P_{рас}=P_{эксп}=834380 \text{ Н.}$$

Усилие на наиболее нагруженную шпильку найдём из формулы (2.26):

$$P_{ш} = 834380/8=104297 \text{ Н.}$$

Диаметр шпильки найдём из формулы (2.27) принят коэффициент запаса  $\eta=1,5$ :

$$f_{ш} = P_{ш}/\sigma_T \cdot \eta = 104297/360 \cdot 10^6 \cdot 1,5 = 435 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2.$$

Теперь найдём диаметр шпильки по впадине резьбы:

$$d' = \sqrt{4f_{ш}/\pi} = \sqrt{4 \cdot 435/0,785} = 23,52 \text{ мм.}$$

Определим диаметр шпильки:

$$d = d' + 2h_p = 23,52 + 2 \cdot 1,5 = 26,52 \text{ мм.}$$

Напряжение в шпильке:

$$\sigma_{ш} = 550480/452 \cdot 10^{-6} = 245,8 \cdot 10^6 \text{ Н/м}^2,$$

Отсюда площадь поперечного сечения шпильки по впадине резьбы:

$$f'_{ш} = 0,785 (27 - 2 \cdot 1,5)^2 = 452 \text{ мм}^2.$$

Допустимый момент затяжки шпильки (формула (2.28)):

$$M_{кл} = 0,06 \cdot 360 \cdot 10^6 \cdot 27^3 \cdot 10^{-9} = 425 \text{ Н} \cdot \text{м.}$$

Расчётный момент затяжки (формула (2.29)):

$$M_{кл \text{ р}} = 0,055 \cdot 243 \cdot 10^6 \cdot 27^3 \cdot 10^{-9} = 263 \text{ Н} \cdot \text{м.}$$

Таблица 2.3 – Исходные данные для фланца 100x35

Диаметр фланца	310 мм
Условный диаметр прохода	100 мм
Внутренний диаметр прокладки	161,9 мм
Высота прокладки	16 мм
Ширина прокладки	11,1 мм

Диаметр окружности крепления шпильками	241 мм
Рабочее давление	35 МПа
Температура	100 °С
Количество шпилек	8
Рабочая высота шпильки	54 мм
Высота профиля резьбы шпильки	1,5 мм

Усилие обжатия фланца найдём по формуле (2.20). Для прокладки из стали 12Х18Н9Т  $\sigma_{обж}=400$  МПа

Средний диаметр прокладки:

$$D_{cp}=D_n-b=161,9-16=145,9 \text{ мм.}$$

$$b_{\phi}=b/4 =16/4=4 \text{ мм.}$$

$$\text{тогда } P_{обж} =3,14 \cdot 145,9 \cdot 4 \cdot 10^{-6} \cdot 400 \cdot 10^6=733001 \text{ Н.}$$

Чтобы определить эксплуатационное усилие возьмём формулу (2.21). Определим усилие от рабочего давления и остаточного усилия затяжки ( $m=3,2$ ):

$$P_{эксп}=P_{дав}+\Delta P_{зат}=(\pi D_{cp}/4) \cdot P_p+\pi D_{cp} \cdot b_{\phi} \cdot m \cdot P_p=(3,14 \cdot 145,9^2/4) \cdot 35 \cdot 10^6 \cdot 10^{-6}+3,14 \cdot 145,9 \cdot 4 \cdot 10^{-6} \cdot 3,2 \cdot 35 \cdot 10^6=584855+205240=790095 \text{ Н.}$$

$$P_{рас} = P_{эксп} = 790095 \text{ Н.}$$

Усилие на наиболее нагруженную шпильку найдём из формулы (2.26):

$$P_{ш} = 790095/8=98761 \text{ Н.}$$

Диаметр шпильки найдём из формулы (2.27) принят коэффициент запаса  $\eta=1,5$ :

$$f_{ш}= P_{ш}/\sigma_T \cdot \eta= 98761/360 \cdot 10^6 \cdot 1,5= 411 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2.$$

Теперь найдём диаметр шпильки по впадине резьбы:

$$d' = \sqrt{4f_{ш}/\pi} = \sqrt{4 \cdot 11,0785} = 32,8 \text{ мм.}$$

Определим диаметр шпильки:

$$d = d' + 2h_p = 32,8 + 2 \cdot 1,5 = 35,8 \sim 36 \text{ мм.}$$

Напряжение в шпильке:

$$\sigma_{ш} = 98761/452 \cdot 10^{-6} = 218,5 \cdot 10^6 \text{ Н/м}^2,$$

Отсюда площадь поперечного сечения шпильки по впадине резьбы:

$$f'_{ш} = 0,785 (36 - 2 \cdot 1,5)^2 = 259 \text{ мм}^2.$$

Допустимый момент затяжки шпильки (формула (2.28)):

$$M_{кл} = 0,06 \cdot 360 \cdot 10^6 \cdot 36^3 \cdot 10^{-9} = 756 \text{ Н} \cdot \text{м.}$$

Расчётный момент затяжки (формула (2.29)):

$$M_{кл \text{ р}} = 0,055 \cdot 243 \cdot 10^6 \cdot 36^3 \cdot 10^{-9} = 623 \text{ Н} \cdot \text{м.}$$

Таблица 2.1 – Исходные данные для фланца 65x35

Диаметр фланца	245 мм
Условный диаметр прохода	65 мм
Внутренний диаметр прокладки	107,9 мм
Высота прокладки	16мм
Ширина прокладки	11,1 мм
Диаметр окружности крепления шпильками	190,5 мм
Рабочее давление	35 МПа
Температура	100 °С
Количество шпилек	8
Рабочая высота шпильки	42 мм



Высота профиля резьбы шпильки	1,5 мм
-------------------------------	--------

Усилие обжатия фланца найдём по формуле (2.20). Для прокладки из стали 12X18H9T  $\sigma_{обж}=400$  МПа

Средний диаметр прокладки:

$$D_{cp}=D_n-b=107,9-16=91,9 \text{ мм.}$$

$$b_{эф}=b/4 =16/4=4 \text{ мм.}$$

$$\text{тогда } P_{обж} =3,14 \cdot 91,9 \cdot 4 \cdot 10^{-6} \cdot 400 \cdot 10^6=461705 \text{ Н.}$$

Чтобы определить эксплуатационное усилие возьмём формулу (2.21). Определим усилие от рабочего давления и остаточного усилия затяжки ( $m=3,2$ ):

$$P_{эксп}=P_{дав}+\Delta P_{зат}=(\pi D_{cp}/4) \cdot P_p+\pi D_{cp} \cdot b_{эф} \cdot m \cdot P_p=(3,14 \cdot 91,9^2/4) \cdot 35 \cdot 10^6 \cdot 10^{-6}+3,14 \cdot 91,9 \cdot 4 \cdot 10^{-6} \cdot 3,2 \cdot 35 \cdot 10^6=482944 \text{ Н.}$$

$$P_{рас} = P_{эксп} = 482944 \text{ Н.}$$

Усилие на наиболее нагруженную шпильку найдём из формулы (2.26):

$$P_{ш} = 482944/8=55048 \text{ Н.}$$

Диаметр шпильки найдём из формулы (2.27) принят коэффициент запаса  $\eta=1,5$ :

$$f_{ш}=P_{ш}/\sigma_T \cdot \eta=55048/360 \cdot 10^6 \cdot 1,5=463 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2.$$

Теперь найдём диаметр шпильки по впадине резьбы:

$$d'=\sqrt{4f_{ш}/\pi}=\sqrt{463/0,785}=24,9 \text{ мм.}$$

Определим диаметр шпильки:

$$d=d'+2h_p=24,3+2\cdot 1,5=27,9\sim 28 \text{ мм.}$$

Напряжение в шпильке:

$$\sigma_{ш}=550480/452\cdot 10^{-6}=245,8\cdot 10^6 \text{ Н/м}^2,$$

Отсюда площадь поперечного сечения шпильки по впадине резьбы:

$$f_{ш}=0,785(28-2\cdot 1,5)^2=452 \text{ мм}^2.$$

Допустимый момент затяжки шпильки (формула (2.28)):

$$M_{кл}=0,06\cdot 360\cdot 10^6\cdot 28^3\cdot 10^{-9}=425 \text{ Н}\cdot\text{м.}$$

Расчётный момент затяжки (формула (2.29)):

$$M_{клр}=0,055\cdot 243\cdot 10^6\cdot 28^3\cdot 10^{-9}=263 \text{ Н}\cdot\text{м.}$$

### 2.3 Гидравлический расчёт

В фонтанной арматуре основные потери энергии продукта происходят в штуцерах, устанавливаемых на рабочих струнах. В штуцерах происходит потеря напора от внезапных сжатия потока и расширения его:

$$h=h_{сж}+h_{вн.р}. \quad (2.30)$$

Потеря напора на сжатие потока определяется по формуле:

$$h_{сж}=\zeta_{вн.р}\cdot v_{сж}^2/2g. \quad (2.31)$$

Потеря напора на внезапное расширение потока:

$$h_{вн.р}=\zeta_{вн.р}\cdot v_2^2/2g, \quad (2.32)$$

где  $\zeta_{сж}$  – коэффициент местного сопротивления при сжатии, отнесенный к скорости в сжатом сечении потока;  $\zeta_{вн.р}$  – коэффициент местного сопротивления при внезапном расширении, отнесенный к скорости в

расширенном сечении потока;  $v_{сж}$  и  $v_2$  – скорости потока в сжатом и расширенном сечениях.

Потери напора по длине трубопровода вычисляют по формуле:

$$\Delta p = \lambda \cdot (l/d) \cdot (v^2/2g) \cdot \rho, \quad (2.33)$$

где  $\Delta p$  – потеря давления в м;  $l$  – длина трубопровода в м;  $d$  – диаметр трубопровода в м;  $v$  – скорость продукта в м/с;  $\rho$  – плотность продукта в г/см<sup>3</sup>;  $\lambda$  – коэффициент гидравлического трения.

Потери напора рассчитываем по формулам (2.30) – (2.33). Насосно-компрессорные трубы с внутренним диаметром 100,3 мм подвешивают к переводному фланцу, на который устанавливают две задвижки диаметром 77,8 мм. Общая длина участка ствола из двух задвижек и половины крестовика  $l=1569$  мм на рисунке 2.2. На этом участке возникают местные сопротивления в трех фланцевых соединениях, двух затворах задвижек и по длине участка. Основная потеря давления наблюдается в штуцере, где давление может быть снижено в 4–6 раз.

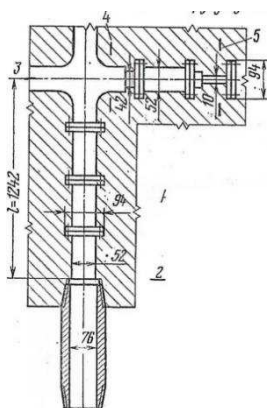


Рисунок 2.2. Схема гидравлических сопротивлений в арматуре

Исходные данные для расчёта. Определяют гидравлические потери в скважине, имеющей дебит  $755 \text{ т/сут} = 8,7 \text{ л/с} = 8700 \text{ см}^3/\text{с}$ .

Затем рассчитывают скорости потока продукта в различных сечениях по формуле:

$$v = Q/\omega,$$

где  $Q$  – расход в  $\text{см}^3/\text{с}$ ;  $\omega$  – площадь сечения в  $\text{см}^2$ .

В сечении с диаметром 100,3 мм:

$$\omega_1 = \pi d^2/4 = 0,785 \cdot 10,03^2 = 78,97 \text{ см}^2,$$

$$v_1 = 8700/78,97 = 110,2 \text{ см/с} = 1,1 \text{ м/с}$$

В сечении с диаметром 77,8 мм:

$$\omega_2 = 0,785 \cdot 7,78^2 = 47,5 \text{ см}^2,$$

$$v_2 = 8700/47,5 = 183 \text{ см/с}.$$

В сечение с диаметром 52 мм:

$$\omega_3 = 0,785 \cdot 5,2^2 = 21,1 \text{ см}^2,$$

$$v_3 = 8700/21,1 = 412 \text{ см/с} = 4,12 \text{ м/с}.$$

1. Потери напора при внезапном сужении сечения с диаметром 100,3 мм до диаметра 77,8 мм:

$$h^{1-2}_{\text{вн.суж}} = \zeta (v_2 - v_1)^2 / 2g,$$

где  $\zeta$  – коэффициент потерь, для данного случая определяемый по формуле:

$$\zeta = (1 - \omega_2/\omega_1)^2 = (1 - 47,5/78,97)^2 = 0,2,$$

$$h^{1-2}_{\text{вн.суж}} = 0,2 \cdot (1,83 - 1,1)^2 / 2 \cdot 9,8 = 0,005 \text{ м}.$$

Потери напора в стволе арматуры длиной 1569 мм диаметром 77,8 мм:

$$h_{1-2-3} = \lambda \cdot l/d \cdot v^2/2g,$$

где  $\lambda$  – коэффициент гидравлического трения.

$$\lambda = 0,11 \cdot (\kappa_s/d + 68/Re)^{1/4}.$$

Число Рейнольдса для потока в трубе находят по формуле:

$$Re = v \cdot d/\nu = 183 \cdot 7,78/0,0092 = 154754,$$

где  $\nu = 0,0092$  см<sup>2</sup>/с – коэффициент кинематической вязкости жидкости.

Коэффициент эквивалентной абсолютной шероховатости  $\kappa_s = 0,2$ :

$$\lambda = 0,11 \cdot (0,2/7,78 + 68/154754)^{1/4} = 0,04,$$

$$h_{12-3} = 0,04 \cdot 1,569 \cdot 1,83^2/0,0778 \cdot 2 \cdot 9,9 = 0,14 \text{ м.}$$

Потери напора во фланцевом соединении:

$$h_{\text{фл}} = n \zeta_{\text{фл}} v^2/2g,$$

где  $n$  – число фланцевых соединений;  $\zeta = 0,15$  – коэффициент сопротивления во фланцевом соединении.

$$h_{\text{фл}} = 6 \cdot 0,15 \cdot 1,83^2/2 \cdot 9,8 = 0,15 \text{ м.}$$

Потери напора в затворах задвижек:

$$h_3 = z \zeta v^2/2g,$$

где  $z = 3$  – число задвижек;  $\zeta = 0,12$  – коэффициент сопротивления в затворе задвижек:

$$h_3 = 3 \cdot 0,12 \cdot 1,83^2/2 \cdot 9,8 = 0,06 \text{ м.}$$

Потери напора в колене на повороте:

$$h_{\text{кол}} = \zeta_{\text{кол}} \cdot v^2/2g,$$

$\zeta_{\text{кол}}$  – коэффициент сопротивления при плавном повороте шероховатой трубы в зависимости от отношения  $R/d$  определяется по таблице.

$$\text{При } R/d = 5,5/5,5=1; \zeta = 0,51; h_{\text{кол}} = 0,51 \cdot 1,83^2/2 \cdot 9,8 = 0,09 \text{ м.}$$

Потери напора при внезапном сужении сечения диаметра с 77,8 до 52 мм

$$h_{\text{вн.суж}} = \zeta(v_3 - v_2)^2/2g = 0,12 \cdot (4,12 - 1,83)^2/2 \cdot 9,8 = 0,032 \text{ м,}$$

$$\zeta = (\omega_3/\omega_2 - 1)^2 = (21,1/47,5 - 1)^2 = 0,3 \text{ м.}$$

Таким образом, общие потери:

$$\sum h = h_{\text{вн.сужм1-2}} + h_{l2-}$$

$$3 + h_{\text{фл}} + h_{\text{зав}} + h_{\text{кол}} + h_{\text{вн.суж}} = 0,005 + 0,14 + 0,15 + 0,06 + 0,09 + 0,3 = 0,745 \text{ м.}$$

### 3. Этапы проектирования

Проектирование и создание 3D модели трубной головки и вспомогательного оборудования производилось в среде автоматизированного проектирования solidworks, так как она имеет обширный, но, в тоже время, простой и понятный функционал.

Мною была выбрана трубная головка с изменённой конструкцией боковых отводов(рис 3.1).

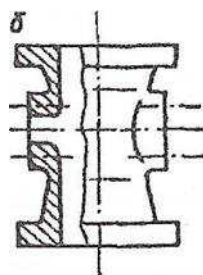


Рисунок 3.1 - Трубная головка с изменённой конструкцией боковых отводов.

Рассчитав основные параметры, я приступил созданию эскиза будущей модели.

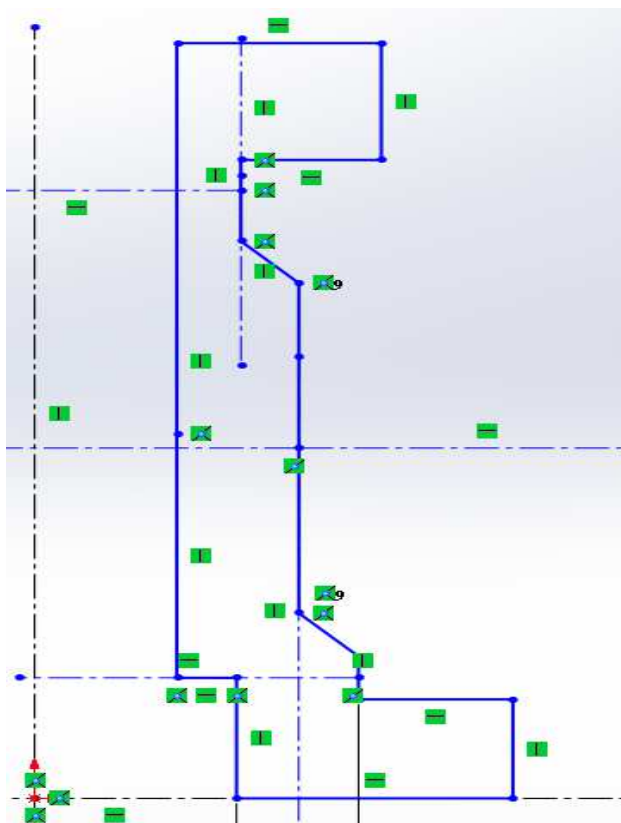


Рисунок 3.2 – Эскиз.

Теперь необходимо сделать повёрнутую бобышку:

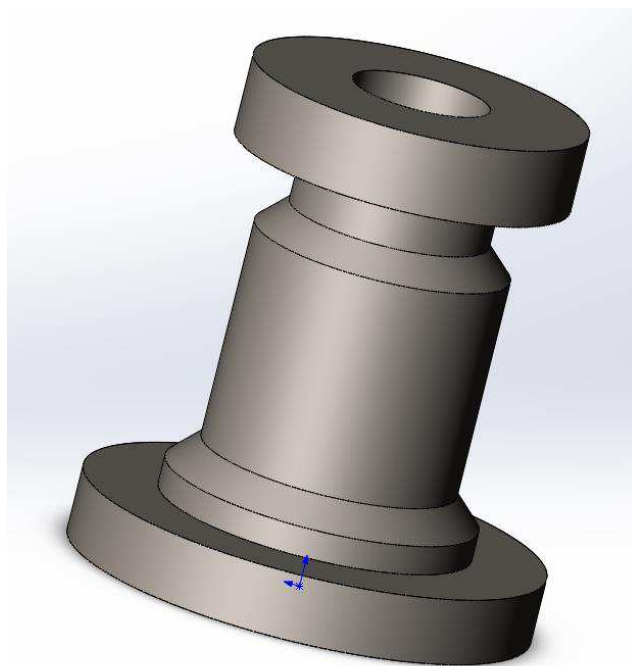


Рисунок 3.3 – Повёрнутая бобышка.

После этого можно приступить к созданию боковых отводов и вырезке отверстий под шпильки:

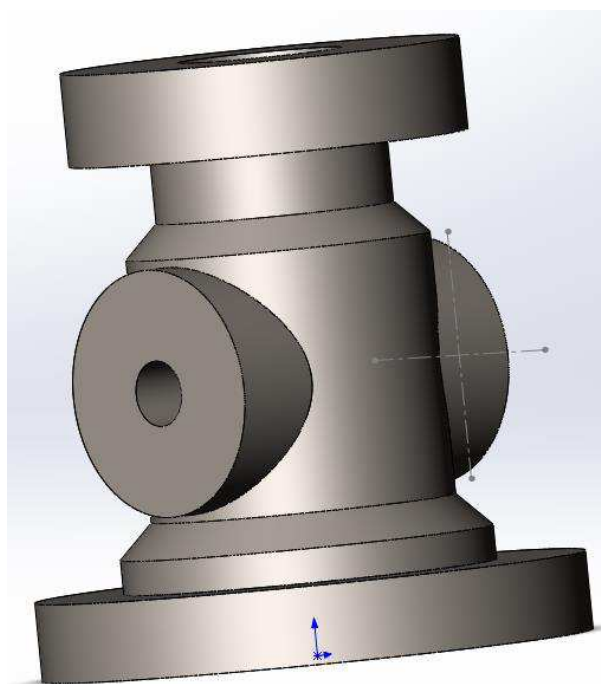


Рисунок 3.4 – Боковые отводы.



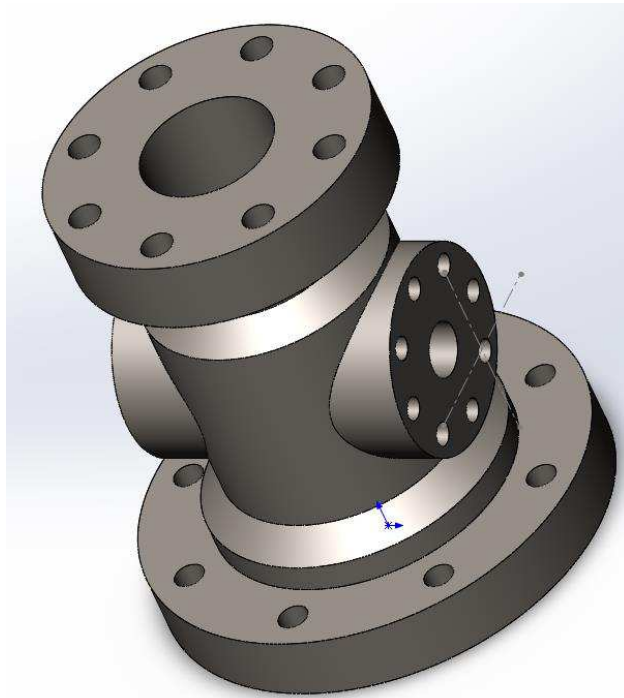


Рисунок 3.5 – Отверстия под шпильки.

Далее, по такому же принципу, проектируем верхнюю плиту с отверстием под кабельный ввод:

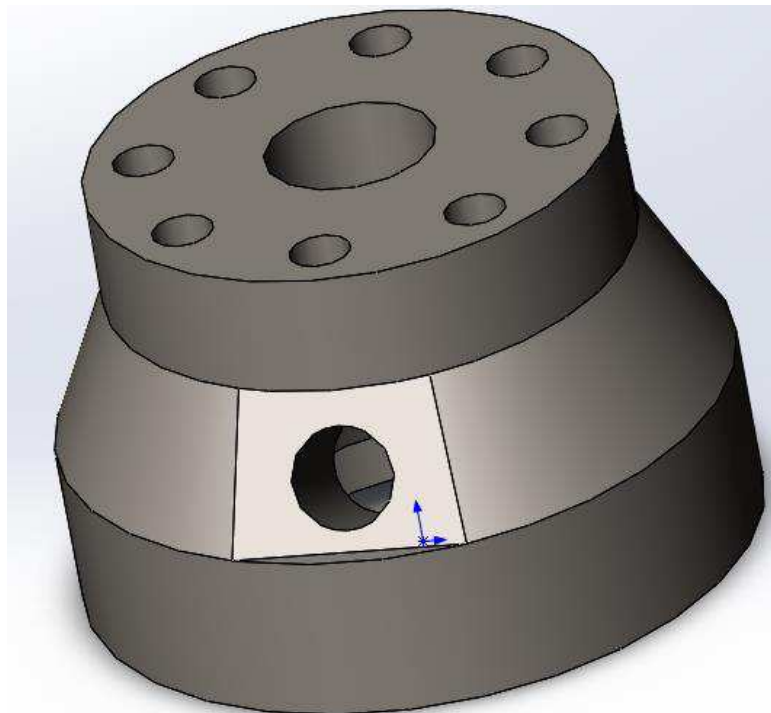


Рисунок 3.6 – Верхняя плита.

Теперь можно собрать все детали:

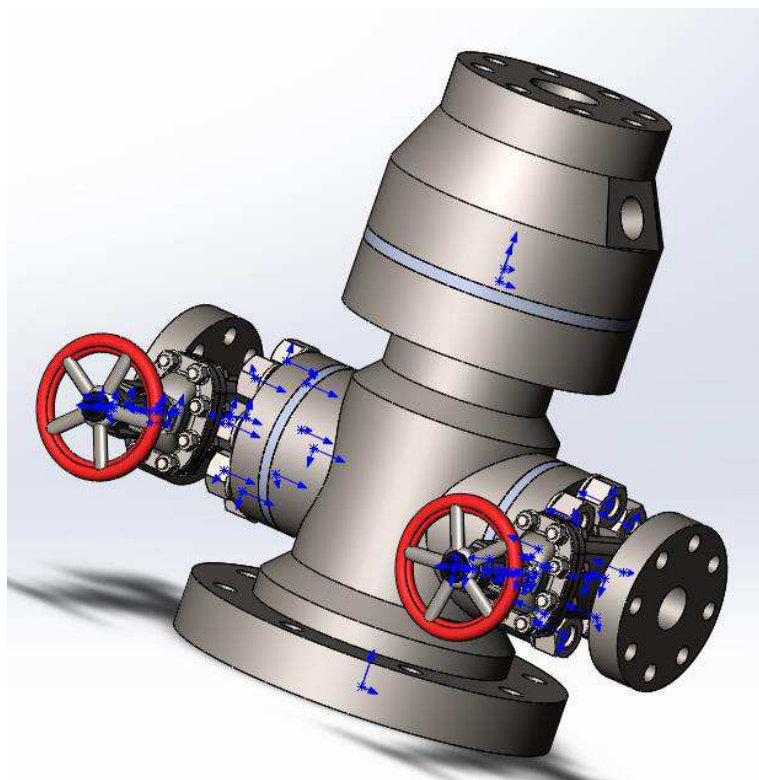


Рисунок 3.7 – Общая сборка трубной головки.

Чертежи оформлены в приложении Б.

## **Заключение**

В заключении хотелось бы сказать о том, что мне удалось усовершенствовать фонтанную арматуру, а именно трубную головку и запорные устройства. Я рассчитал фланцевые соединения под большее давление, а, соответственно, и задвижки под это же давление. Эта мера привела к повышению надёжности и, соответственно, сроку службы.

Также возросла и эффективность промышленной добычи нефти так как она определяется надёжностью и быстрой сменой используемых при этом технических средств, которые часто работают под высоким давлением химически активной среды.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СТО 4.2-07-2014 Система менеджмента качества. Организация учета и хранения документов. – Введ. 30.12.2013. – Красноярск : ИПК СФУ, 2014. – 41 с.
2. Патент № RU 2170328 С1 «Трубная головка».
3. Патент № RU 2182218 С1 «Трубная головка».
4. Патент № RU 2359105 С1 «Трубная головка».
5. Справочник конструктора-машиностроителя, Том 1, Анурьев В.И., 2001
6. Расчеты машин и оборудования для добычи нефти и газа, Снарев А.И. – Издательство "Инфра-Инженерия", 2010.
7. Запорные и регулирующие устройства фонтанной арматуры и манифольда. Виды, схемы, преимущества и недостатки. Расчет клиновой задвижки с выдвижным шпинделем – Режим доступа: <http://sdamzavas.net/1-20602.html>.
8. Трубы для нефтепромысловых коммуникаций – Режим доступа: <http://diplomba.ru/work/133314>.
9. Эксплуатация скважин в осложнённых условиях – Режим доступа: <http://tfolio.ru/item/dWit>.

# ПРИЛОЖЕНИЕ А

## Патент № RU 2170328 C1 «Трубная головка»

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



(19) **RU** <sup>(11)</sup> **2 170 328** <sup>(13)</sup> **C1**

(51) МПК  
[E21B 33/03 \(2000.01\)](#)

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ,  
ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ

### (12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

Статус: не действует (последнее изменение статуса: 07.12.2011)  
Пошлина: учтена за 8 год с 30.11.2007 по 29.11.2008

(21)(22) Заявка: [2000129761/03](#), 29.11.2000

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:  
29.11.2000

(45) Опубликовано: 10.07.2001 Бюл. № 19

(56) Список документов, цитированных в отчете о  
поиске: US 4703807 A, 03.11.1987. RU  
2117749 C1, 20.08.1998. RU 2159842 C2,  
27.11.2000. SU 1514904 A1, 15.10.1989.

Адрес для переписки:  
129281, Москва, Олонецкий пр-д, 18, кв.52,  
А.В. Кейбалу

(71) Заявитель(и):  
Тугушев Расим Шахмарданович (RU),  
Баранцевич Станислав Владимирович  
(UA),  
Кейбал Александр Викторович (RU)

(72) Автор(ы):  
Тугушев Р.Ш. (RU),  
Баранцевич Станислав Владимирович  
(UA),  
Кейбал А.В. (RU)

(73) Патентообладатель(и):  
Тугушев Расим Шахмарданович (RU),  
Баранцевич Станислав Владимирович  
(UA),  
Кейбал Александр Викторович (RU)

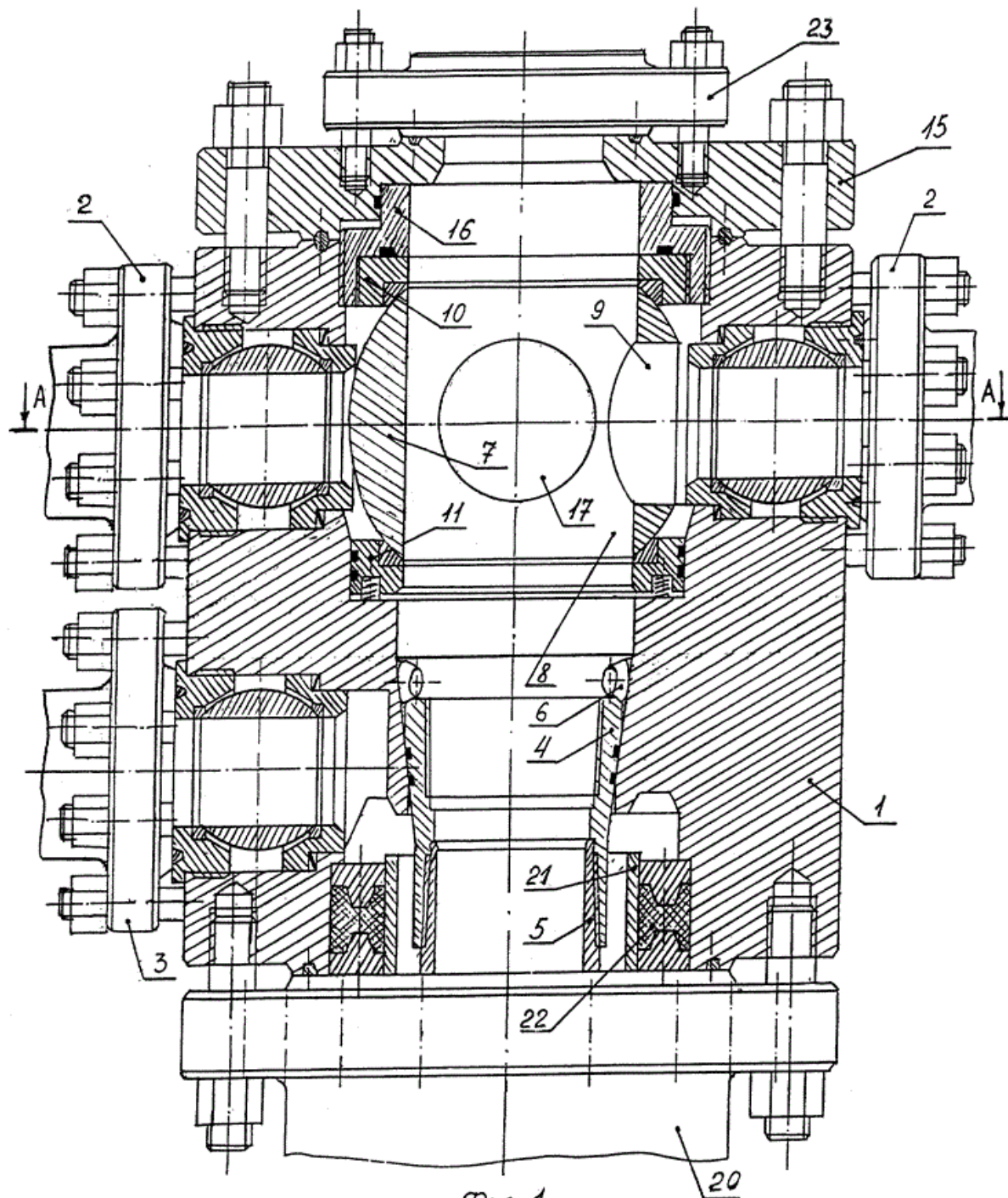
### (54) ТРУБНАЯ ГОЛОВКА

#### (57) Реферат:

Изобретение относится к горной промышленности и может быть использовано в качестве устьевого оборудования при эксплуатации нефтяных и газовых скважин. Трубная головка включает корпус с боковыми отводами, присоединительными фланцами, ступенчатым осевым и радиальными каналами. В осевом канале корпуса установлен трубодержатель, который зафиксирован стопорными болтами. Внутри корпуса размещен шаровой запорный орган (ШЗО) с верхним и нижним седлами. В ШЗО выполнены взаимно перпендикулярные сквозной и глухой каналы. Наружный диаметр трубодержателя меньше, чем внутренний диаметр сквозного канала в ШЗО. Под нижним седлом в корпусе установлен трубодержатель. Узел управления ШЗО состоит из поворотного вала с рычагом управления и крышки. На корпусе размещен переходный фланец. В осевых каналах корпуса и переходного фланца установлена фигурная втулка, которая жестко связана с корпусом. Внутри фигурной втулки

размещено верхнее седло. На переходном фланце установлен буферный фланец или стволовая задвижка. Трубную головку без трубодержателя и переходного фланца монтируют на верхнем фланце колонной головки. Лифтовую колонну спускают в скважину через осевой канал в ШЗО. После этого трубодержатель фиксируют стопорными болтами в осевом канале корпуса. Переходный фланец устанавливают на корпусе. Фигурную втулку герметизируют в осевом канале переходного фланца. На переходном фланце размещают буферный фланец или стволовую задвижку. После установки задвижек и обвязки манифольдом трубная головка готова к эксплуатации на устье скважины. Повышается надежность работы трубной головки, расширяются ее технологические возможности и упрощается обслуживание в процессе эксплуатации.

1 з.п. ф-лы, 3 ил.



Изобретение относится к горной промышленности и может быть использовано в качестве устьевого оборудования при эксплуатации нефтяных и газовых скважин.

Известна конструкция трубной головки (1), которая состоит из цилиндрического корпуса со ступенчатым осевым и радиальными каналами, а также боковыми отводами. В осевом канале корпуса установлен трубодержатель для подвески лифтовой колонны. В радиальных каналах корпуса размещены стопорные болты, взаимодействующие с трубодержателем. В последнем установлена обойма с шаровым запорным органом и седлами. Шаровой запорный орган имеет сквозной осевой канал и узел управления в виде поворотного вала. Снаружи, вокруг обоймы, концентрично размещена втулка с радиальным каналом для поворотного вала.

Известная трубная головка конструктивно сложна, недостаточно надежна в эксплуатации и значительно увеличивает высоту фонтанной арматуры.

Известна также трубная головка, включающая в себя цилиндрический корпус с верхним и нижним присоединительными фланцами, со ступенчатым осевым и радиальными каналами, с боковыми отводами, которые размещены по высоте на двух уровнях. В осевом канале корпуса установлен трубодержатель для подвески лифтовой колонны. Узел крепления трубодержателя выполнен в виде установленных в радиальных каналах корпуса стопорных болтов, которые имеют возможность взаимодействия с трубодержателем. В корпусе размещен шаровой запорный орган с верхним и нижним седлами. В шаровом запорном органе выполнены сквозной и глухой осевые каналы, взаимно перпендикулярные друг другу. Узел управления шаровым запорным органом имеет крышку и поворотный вал, установленный в радиальном канале корпуса. Ось поворотного вала перпендикулярна осям сквозного и глухого каналов шарового запорного органа. Сверху на корпусе размещен переходный фланец со ступенчатым осевым каналом. В последнем и в осевом канале корпуса установлена фигурная втулка, в которой размещено верхнее седло.

Известная трубная головка имеет сложную конструкцию, которая ограничивает ее технологические возможности, а также затрудняет монтаж и обслуживание.

Наиболее близкой к известному техническому решению, т.е. прототипом, является трубная головка (3), состоящая из цилиндрического корпуса с верхним и нижним присоединительными фланцами, со ступенчатым осевым и радиальными каналами, а также с верхними и нижними боковыми отводами, имеющими присоединительные фланцы для установки коренных задвижек. В осевом канале корпуса установлен трубодержатель для подвески лифтовой колонны и узел крепления трубодержателя. Над последним в осевом канале корпуса размещен шаровой запорный орган со взаимно перпендикулярными друг другу сквозным и глухим центральными осевыми каналами, а также с верхним и нижним седлами. Узел управления шаровым запорным органом выполнен в виде поворотного вала, ось которого перпендикулярна осям сквозного и глухого центральных осевых каналов в шаровом запорном органе и проходит через точку их пересечения. На корпусе размещен переходный фланец со ступенчатым осевым каналом. В нем и в осевом канале корпуса установлена фигурная втулка.

Известная трубная головка имеет ряд конструктивных недостатков, снижающих надежность работы, а также затрудняющих ее монтаж и обслуживание.

Задачей предлагаемого технического решения является повышение надежности работы трубной головки, расширение ее технологических возможностей и упрощение обслуживания в процессе монтажа и эксплуатации.

Поставленная задача достигается в предлагаемом техническом решении тем, что в трубной головке, имеющей цилиндрический корпус с верхним и нижним присоединительными фланцами, со ступенчатым осевым и радиальными каналами, а

также с верхними и нижними боковыми отводами, имеющими присоединительные фланцы для установки коренных задвижек, размещен трубодержатель для подвески лифтовой колонны. Трубодержатель установлен в осевом канале корпуса и фиксируется в нем с помощью узла крепления. В осевом канале корпуса над трубодержателем размещен шаровой запорный орган со сквозным и глухим центральными осевыми каналами, оси которых перпендикулярны друг другу, а также верхнее и нижнее седла. Узел управления шаровым запорным органом состоит из поворотного вала, установленного в радиальном канале корпуса. Ось поворотного вала перпендикулярна осям сквозного и глухого центральных каналов в шаровом запорном органе и проходит через точку их пересечения. На корпусе размещен переходный фланец со ступенчатым осевым каналом. В последнем и в осевом канале корпуса установлена фигурная втулка. Она жестко связана с корпусом. Внутри фигурной втулки размещено верхнее седло. В шаровом запорном органе выполнен дополнительный глухой центральный осевой канал, а в корпусе - дополнительный верхний боковой отвод. Их оси соосны оси поворотного вала. С наружной стороны в боковых отводах корпуса могут быть выполнены кольцевые внутренние проточки для размещения в них запорных узлов в виде шаровых кранов. Присоединительные фланцы на боковых отводах корпуса выполнены съемными. Они имеют возможность взаимодействия с установленными внутри боковых отводов корпуса запорными узлами.

Таким образом, предлагаемое техническое решение соответствует критерию "новизна".

Сравнительный анализ предлагаемого технического решения, проведенный по патентной и технической литературе, не только с прототипом, но и с другими известными техническими решениями в данной области техники, не выявил в них признаки, отличающие предложенное техническое решение от прототипа, что позволяет сделать вывод о его соответствии критерию "изобретательский уровень".

Конструкция предлагаемой трубной головки поясняется чертежами, где на фиг. 1 и 2 показаны фронтальная и профильная проекции общего вида трубной головки, а на фиг. 3 - сечение А-А на фиг.1.

Предлагаемая трубная головка состоит из цилиндрического корпуса 1 с боковыми гранями, выполненного со ступенчатым осевым и радиальным каналами. Корпус 1 имеет верхний и нижний присоединительные фланцы и боковые отводы 2 и 3, размещенные по высоте на двух уровнях. Верхние боковые отводы 2 предназначены для сообщения с трубным каналом, а нижний боковой отвод 3 - с затрубным пространством скважины. На фиг.1 показан только один боковой отвод 3. Второй подобный боковой отвод может быть выполнен в корпусе 1 на уровне нижнего бокового отвода 3 для сообщения с затрубным пространством скважины, как это имеет место в традиционной конструкции фонтанной арматуры.

Верхние и нижние боковые отводы 2 и 3 снабжены съемными присоединительными фланцами. Боковые грани корпуса 1 перпендикулярны осям верхних и нижних боковых отводов 2 и 3. Внутри боковых отводов 2 и 3 могут быть размещены запорные узлы в виде шаровых кранов. Для этого в боковых отводах 2 и 3 с наружной стороны выполнены внутренние кольцевые проточки, в которых размещаются упомянутые запорные узлы. Съемные присоединительные фланцы на боковых отводах 2 и 3 имеют возможность взаимодействия с размещенными внутри отводов 2 и 3 запорными узлами. Различные варианты крепления запорных узлов внутри боковых отводов 2 и 3 показаны на фиг.2 и 3. Запорные узлы, установленные в боковых отводах 2 и 3, позволяют упростить процесс опрессовки трубной головки и замену коренных задвижек при избыточном давлении на устье, а также сократить общее число задвижек, присоединяемых к трубной головке при обвязке ее манифольдом.



В ступенчатом осевом канале корпуса 1 установлен трубодержатель 4 для подвески лифтовой колонны 5. В верхней и нижней частях трубодержателя 4 выполнены резьбы соответственно для присоединения монтажного патрубка (установки пробки и т.д.) и для присоединения лифтовой колонны 5.

Трубодержатель 4 фиксируется в корпусе 1 с помощью узла крепления в виде стопорных болтов 6. Они размещены в радиальных отверстиях корпуса 1 с возможностью взаимодействия с трубодержателем 4.

Внутри корпуса 1 над трубодержателем 4 установлен шаровой запорный орган 7, имеющий сквозной 8 и глухой 9 центральные осевые каналы, а также верхнее 10 и нижнее 11 седла. Седла 10 и 11 могут быть выполнены подпружиненными. Сквозной 8 и глухой 9 центральные осевые каналы в шаровом запорном органе 7 взаимно перпендикулярны друг другу.

Трубодержатель 4 размещен в осевом канале корпуса 1 под нижним седлом 11 шарового запорного органа 7. Внутренний диаметр сквозного центрального осевого канала 8 в последнем превышает максимальный наружный диаметр трубодержателя 4, что обеспечивает его свободный пропуск через шаровой запорный орган 7.

Узел управления шаровым запорным органом 7 состоит из установленного в радиальном канале корпуса 1 поворотного вала 12 с рычагом управления 13 и герметизирующей крышки 14.

Ось поворотного вала 12 перпендикулярна осям сквозного 8 и глухого 9 центральных осевых каналов в шаровом запорном органе 7 и проходит через точку их пересечения. Под крышкой 14 на поворотном валу 12 установлен упорный подшипник, облегчающий вращение и препятствующий выдавливанию поворотного вала 12 из радиального канала корпуса 1 под действием внутреннего избыточного давления. На одном конце поворотного вала 12 имеется шлиц для взаимодействия с ответным пазом, выполненным на наружной поверхности шарового запорного органа 7. На противоположном конце поворотного вала 12 установлен рычаг управления 13. Узел управления шаровым запорным органом 7 может быть снабжен ограничителем поворота и указателями положения "открыто" и "закрыто".

Сверху на присоединительном фланце корпуса 1 размещен переходный фланец 15 со ступенчатым осевым каналом, в котором установлена фигурная втулка 16. Внутри нее с помощью резьбового соединения размещено верхнее седло 10 шарового запорного органа 7. На наружной поверхности фигурной втулки 16 выполнена резьба, с помощью которой она жестко закреплена в верхней части корпуса 1 (в осевом канале последнего выполнена ответная внутренняя резьба).

В шаровом запорном органе 7 выполнен дополнительный глухой центральный осевой канал 17, а в корпусе 1 - дополнительный боковой отвод 18. Их оси должны быть соосны оси поворотного вала 12. В дополнительном боковом отводе 18 может быть установлен запорный узел в виде шарового крана 19.

Корпус 1 размещен на колонной головке 20. Герметизация эксплуатационной колонны 21 осуществляется с помощью пакера 22.

На переходном фланце 15 может быть размещена стволовая задвижка (на фиг. не показана) и/или буферный фланец 23.

Трубная головка работает следующим образом.

После завершения обвязки устья на колонной головке 20 устанавливают трубную головку в сборе (без трубодержателя 4 и переходного фланца 15). Нижний присоединительный фланец корпуса 1 с помощью шпилек закрепляют на верхнем присоединительном фланце колонной головки 20. Затем через сквозной центральный осевой канал 8 в шаровом запорном органе 7 осуществляют спуск в эксплуатационную колонну 21 лифтовой колонны 5. К последней лифтовой трубе присоединяют трубодержатель 4. С помощью монтажного патрубка его

устанавливают в ступенчатом осевом канале корпуса 1. Трубодержатель 4 фиксируют в корпусе 1 с помощью стопорных болтов 6.

На верхнем присоединительном фланце корпуса 1 размещают и закрепляют с помощью шпилек переходный фланец 15. Верхнюю часть фигурной втулки 16 герметизируют в ступенчатом осевом канале переходного фланца 15 с помощью эластичных кольцевых элементов.

На переходном фланце 15 устанавливают буферный фланец 23 с манометром и/или ствольную задвижку.

После установки коренных задвижек и завершения обвязки манифольдом трубная головка готова к эксплуатации на устье скважины.

Предложенная трубная головка не нуждается в традиционной фонтанной елке и способна самостоятельно выполнять роль фонтанной арматуры.

Конструкция трубной головки обеспечивает возможность

- эксплуатации скважины через боковые отводы, а также через ствольную задвижку;
- замены коренных задвижек трубного канала и затрубного пространства, ствольной задвижки, а также запорных узлов в боковых отводах корпуса под избыточным давлением на устье скважины (без ее предварительной задавки);
- монтажа на ней противовыбросового оборудования (превенторов) для проведения спуско-подъема лифтовой колонны под избыточным давлением на устье скважины (без ее предварительной задавки);
- ремонта шарового запорного органа без демонтажа трубной головки и предварительной задавки скважины.

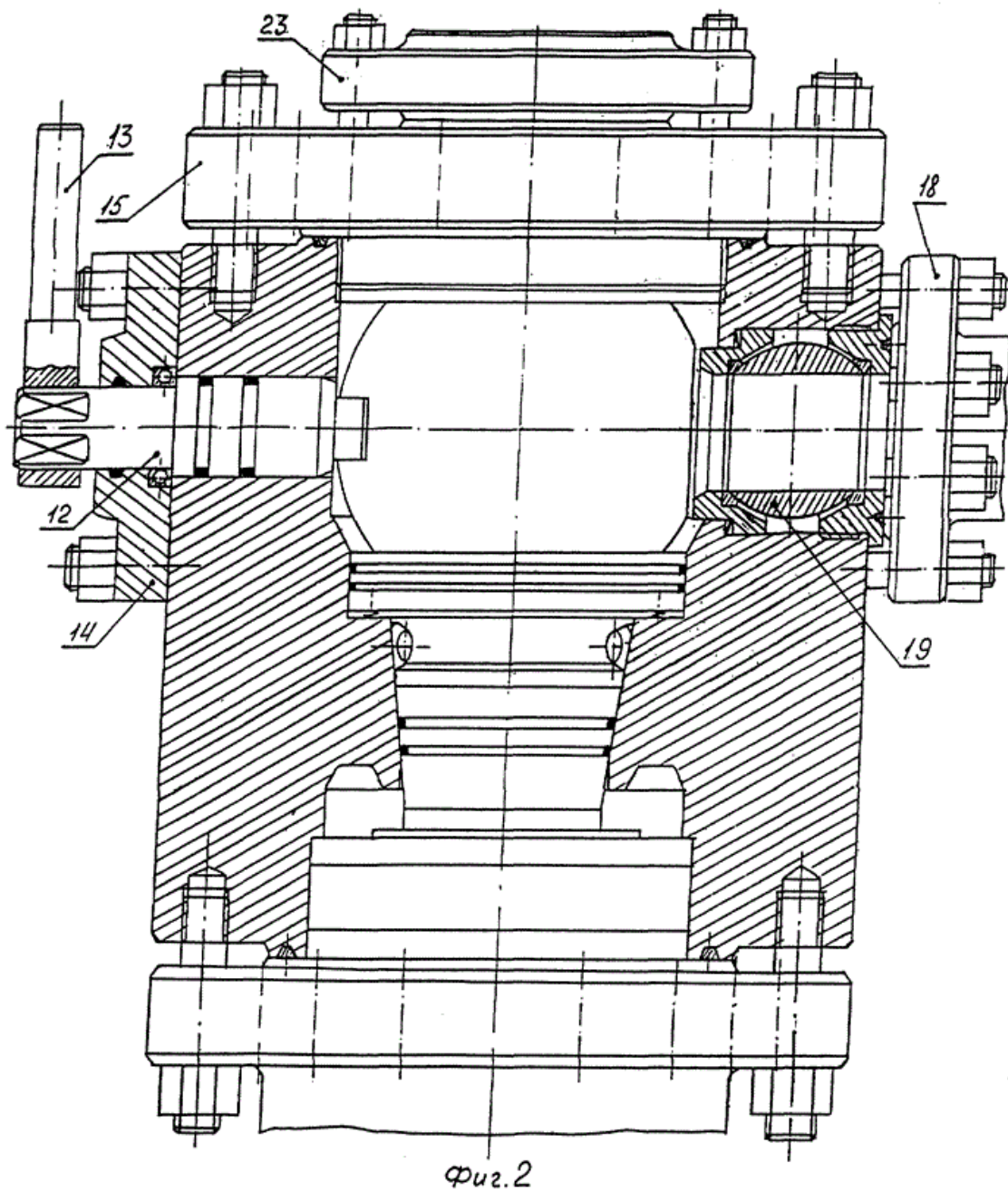
Источники информации

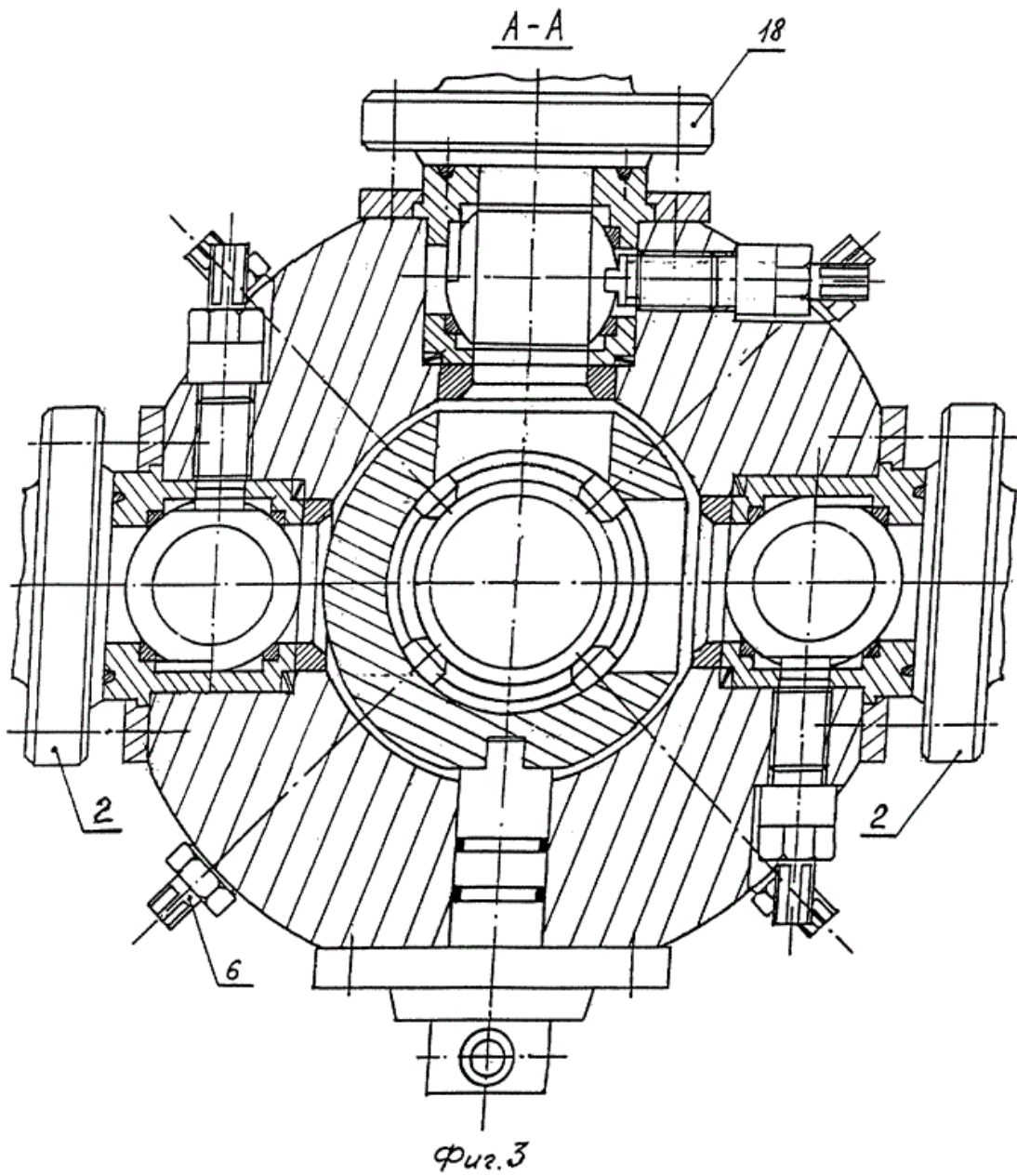
1. Авторское свидетельство N 1514904, Е 21 В 33/03, 1989.
2. Патент РФ N 2117749 С1, Е 21 В 33/03, опубл. 20.08.98 г. Бюл. N 23.
3. Патент США N 4703807 А, кл. 166/373, опубл. 03.11.87 г.

Формула изобретения

1. Трубная головка, включающая цилиндрический корпус с верхним и нижним присоединительными фланцами, со ступенчатым осевым и радиальным каналами, с двумя верхними и двумя нижними боковыми отводами, имеющими присоединительные фланцы для установки коренных задвижек, установленный в осевом канале корпуса трубодержатель для подвески лифтовой колонны, узел крепления трубодержателя в осевом канале корпуса, размещенный в осевом канале корпуса над трубодержателем шаровой запорный орган со сквозным и глухим центральными осевыми каналами, оси которых взаимно перпендикулярны, а также с верхним и нижним седлами, узел управления шаровым запорным органом в виде установленного в радиальном канале корпуса поворотного вала, ось которого перпендикулярна осям сквозного и глухого центральных осевых каналов в шаровом запорном органе и проходит через точку их пересечения, размещенный на корпусе переходный фланец со ступенчатым осевым каналом, а также установленную в нем и в осевом канале корпуса фигурную втулку, отличающаяся тем, что шаровой запорный орган выполнен с дополнительным глухим центральным осевым каналом, а корпус - с дополнительным верхним боковым отводом, оси которых соосны с осью поворотного вала, причем фигурная втулка жестко связана с корпусом, а верхнее седло размещено внутри фигурной втулки.

2. Трубная головка по п.1, отличающаяся тем, что присоединительные фланцы на боковых отводах корпуса выполнены съемными, а сами боковые отводы с наружной стороны - с внутренними кольцевыми проточками для размещения в них запорных узлов в виде шаровых кранов, причем последние установлены внутри боковых отводов с возможностью взаимодействия со съемными присоединительными фланцами.





# Патент № RU 2182218 C1 «Трубная головка»

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



(19) **RU** <sup>(11)</sup> **2 182 218** <sup>(13)</sup> **C1**

(51) МПК  
[E21B 33/03 \(2000.01\)](#)

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ,  
ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ

## (12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

Статус: не действует (последнее изменение статуса: 19.09.2011)  
Пошлина: учтена за 7 год с 08.06.2007 по 07.06.2008

(21)(22) Заявка: [2001115420/03](#), 07.06.2001

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:  
07.06.2001

(45) Опубликовано: 10.05.2002 Бюл. № 13

(56) Список документов, цитированных в отчете о  
поиске: US 4703807 A, 03.11.1987. RU  
2160352 C2, 10.12.2000. RU 2159842 C2,  
27.11.2000. RU 2143052 C1, 20.12.1999. RU  
2117749 C1, 20.08.1998. RU 2160355 C1,  
10.12.2000. US 6039119 A, 21.03.2000.

Адрес для переписки:  
129281, Москва, Олонецкий пр-д, 18, кв.52,  
А.В.Кейбалу

(71) Заявитель(и):

Тугушев Расим Шахимарданович (RU),  
Баранцевич Станислав Владимирович  
(UA),  
Кейбал Александр Викторович (RU)

(72) Автор(ы):

Тугушев Р.Ш. (RU),  
Баранцевич Станислав Владимирович  
(UA),  
Кейбал А.В. (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Тугушев Расим Шахимарданович (RU),  
Баранцевич Станислав Владимирович  
(UA),  
Кейбал Александр Викторович (RU)

## (54) ТРУБНАЯ ГОЛОВКА

(57) Реферат:

Изобретение относится к горной промышленности и может быть использовано в качестве устьевого оборудования при эксплуатации нефтяных, газоконденсатных и газовых скважин. Трубная головка включает корпус с присоединительными фланцами с верхними и нижними боковыми отводами. В корпусе имеются ступенчатый осевой и радиальный каналы. В осевом канале установлен трубодержатель, который зафиксирован стопорными винтами. Над трубодержателем в осевом канале корпуса размещен шаровой запорный орган с верхним и нижним седлами. В шаровом запорном органе выполнены сквозной и глухой осевые каналы. Наружный диаметр трубодержателя меньше, чем внутренний диаметр сквозного осевого канала в шаровом запорном органе. Управляется шаровой запорный орган поворотным валом. Ось поворотного вала, а также оси сквозного и глухого осевых каналов шарового запорного органа взаимно перпендикулярны и пересекаются в одной точке. Сверху на корпусе установлен переходный фланец. В осевом канале корпуса установлена нажимная втулка, которая взаимодействует с верхним седлом. На уровне нижних боковых

отводов в осевом канале корпуса выполнена кольцевая проточка. В проточке размещены патрубок, пружина и кольцевой поршень. В корпусе имеются радиальные отверстия, в которых установлены стопорные элементы в виде болтов с коническими наконечниками, которые могут взаимодействовать с верхним торцом кольцевого поршня. В глухом осевом канале шарового запорного органа может быть размещен дросселирующий узел. Подобные дросселирующие узлы могут быть установлены в верхних отводах корпуса. Повышается надежность и экологическая безопасность в процессе эксплуатации трубной головки, упрощается ее обслуживание и ремонт, а также предотвращается возможность несанкционированного отбора пластового флюида.

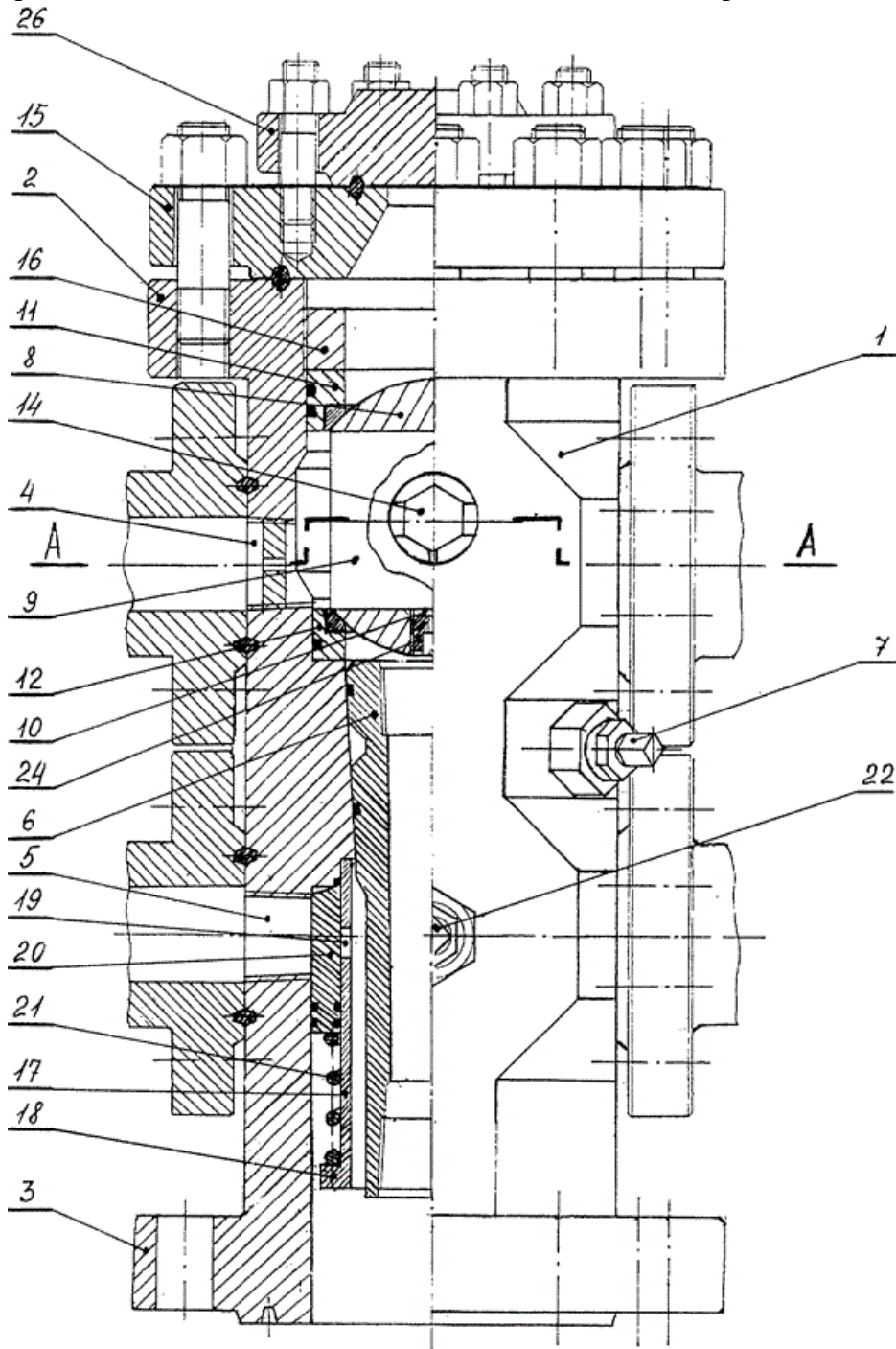
2

з.п.

ф-лы,

3

ил.



Фиг. 1

Изобретение относится к горной промышленности и может быть использовано в качестве устьевого оборудования при эксплуатации нефтяных, газоконденсатных и газовых скважин.

Известна трубная головка (1), включающая в себя цилиндрический корпус с верхним и нижним присоединительными фланцами, со ступенчатым осевым и радиальными каналами, с боковыми отводами, которые размещены по высоте на двух уровнях. В осевом канале корпуса установлен трубодержатель для подвески лифтовой колонны. Узел крепления трубодержателя выполнен в виде установленных в радиальных каналах корпуса стопорных болтов, которые имеют возможность взаимодействия с трубодержателем. В корпусе размещен шаровой запорный орган с верхним и нижним седлами. В шаровом запорном органе выполнены сквозной и глухой осевые каналы, взаимно перпендикулярные друг другу. Узел управления шаровым запорным органом имеет крышку и поворотный вал, установленный в радиальном канале корпуса. Ось поворотного вала перпендикулярна осям сквозного и глухого каналов шарового запорного органа. Сверху на корпусе размещен переходный фланец со ступенчатым осевым каналом. В последнем и в осевом канале корпуса установлена фигурная втулка, в которой размещено верхнее седло.

Известная трубная головка имеет сложную конструкцию, которая ограничивает ее технологические возможности, а также затрудняет монтаж и обслуживание.

Наиболее близкой к известному техническому решению, т.е. прототипом, является трубная головка (2), состоящая из корпуса с верхним и нижним присоединительными фланцами, со ступенчатым осевым и радиальным каналами, а также с верхними и нижними боковыми отводами, имеющими присоединительные фланцы для установки коренных задвижек. В осевом канале корпуса между верхними и нижними боковыми отводами установлен трубодержатель для подвески лифтовой колонны и узел крепления трубодержателя. Над последним в осевом канале корпуса размещен шаровой запорный орган со взаимно перпендикулярными друг другу сквозным и глухим осевыми каналами, а также с верхним и нижним седлами. Внутренний диаметр сквозного осевого канала в шаровом запорном органе превышает наружный диаметр трубодержателя. Узел управления шаровым запорным органом выполнен в виде установленного в радиальном канале корпуса поворотного вала, ось которого перпендикулярна осям сквозного и глухого осевых каналов в шаровом запорном органе и проходит через точку их пересечения. На корпусе размещен переходный фланец с осевым каналом. В осевом канале корпуса установлена нажимная втулка, которая может взаимодействовать с верхним седлом.

Известная трубная головка имеет ряд конструктивных недостатков, снижающих надежность и безопасность работы, а также затрудняющих ее обслуживание и ремонт.

Задачей предлагаемого технического решения является повышение надежности и экологической безопасности в процессе эксплуатации трубной головки, упрощение ее обслуживания и ремонта, а также предотвращение возможности несанкционированного отбора пластового флюида (нефти, газового конденсата и т.д.).

Поставленная задача достигается в предлагаемом техническом решении тем, что в трубной головке, имеющей корпус с верхним и нижним присоединительными фланцами, со ступенчатым осевым и радиальным каналами, а также с верхними и нижними боковыми отводами, выполненными с присоединительными фланцами для установки коренных задвижек, размещен трубодержатель для подвески лифтовой колонны. Трубодержатель установлен в осевом канале корпуса между верхними и нижними боковыми отводами и фиксируется в нем с помощью узла крепления. На уровне верхних боковых отводов в осевом канале корпуса над трубодержателем размещен шаровой запорный орган со сквозным и глухим осевыми каналами, оси

которых перпендикулярны друг другу, а также верхнее и нижнее седла. Наружный диаметр трубодержателя меньше, чем внутренний диаметр сквозного осевого канала в шаровом запорном органе. Узел управления шаровым запорным органом состоит из поворотного вала, установленного в радиальном канале корпуса. Ось поворотного вала перпендикулярна осям сквозного и глухого каналов в шаровом запорном органе и проходит через точку их пересечения. На корпусе размещен переходный фланец с осевым каналом. В осевом канале корпуса установлена нажимная втулка, которая может взаимодействовать с верхним седлом. В кольцевой проточке, выполненной на уровне нижних боковых отводов в осевом канале корпуса, размещены патрубок, кольцевой поршень и пружина. Патрубок жестко связан верхней частью с корпусом и концентрично установлен в осевом канале корпуса снаружи трубодержателя. На нижнем конце патрубка имеется наружный кольцевой выступ, а в верхней части, на уровне нижних боковых отводов корпуса, по окружности выполнен ряд сквозных радиальных каналов. Снаружи патрубка размещена пружина, которая своей нижней частью опирается на наружный кольцевой выступ, а верхней частью взаимодействует с нижним торцом кольцевого поршня. Последний установлен в осевом канале корпуса между внутренней поверхностью кольцевой проточки и наружной поверхностью патрубка с возможностью осевого возвратно-поступательного перемещения и перекрытия нижних боковых отводов корпуса и сквозных радиальных каналов в патрубке. На уровне нижних боковых отводов в корпусе, по его окружности, выполнены сквозные радиальные отверстия, в которых размещены стопорные элементы. Они имеют вид болтов с коническими наконечниками, которые могут взаимодействовать с верхним торцом кольцевого поршня. В глухом осевом канале шарового запорного органа может быть размещен сменный дросселирующий узел. Такие же дросселирующие узлы могут быть установлены в верхних боковых отводах корпуса.

Таким образом, предлагаемое техническое решение соответствует критерию "новизна".

Сравнительный анализ предлагаемого технического решения, проведенный по патентной и технической литературе, не только с прототипом, но и с другими известными техническими решениями в данной области техники, не выявил в них признаки, отличающие предложенное техническое решение от прототипа, что позволяет сделать вывод о его соответствии критерию "изобретательский уровень".

Конструкция предлагаемой трубной головки поясняется чертежами, где: на фиг. 1 и 2 показаны фронтальная и профильная проекции общего вида трубной головки, а на фиг.3 - сечение А-А на фиг.1.

Предлагаемая трубная головка состоит из корпуса 1 с боковыми гранями, выполненного со ступенчатым осевым и радиальным каналами. Корпус 1 имеет верхний 2 и нижний 3 присоединительные фланцы и боковые отводы 4 и 5, размещенные по высоте на двух уровнях. Два верхних боковых отвода 4 предназначены для сообщения с трубным каналом, а два нижних боковых отвода 5 - с затрубным пространством скважины.

Верхние 4 и нижние 5 боковые отводы имеют присоединительные фланцы для установки коренных задвижек. Боковые грани корпуса 1 выполнены перпендикулярными осям верхних 4 и нижних 5 боковых отводов.

В ступенчатом осевом канале корпуса 1 между верхними 4 и нижними 5 боковыми отводами установлен трубодержатель 6 для подвески лифтовой колонны. В верхней и нижней частях трубодержателя 6 выполнены резьбы соответственно для присоединения монтажного патрубка (установки пробки и т.д.) и для присоединения лифтовой колонны.



Трубодержатель 6 фиксируется в корпусе 1 с помощью узла крепления в виде стопорных винтов 7. Они размещены в радиальных отверстиях корпуса 1 с возможностью взаимодействия с трубодержателем 6.

В осевом канале корпуса 1 над трубодержателем 6, на уровне верхних боковых отводов 4, установлен шаровой запорный орган 8, имеющий сквозной 9 и глухой 10 осевые каналы, а также верхнее 11 и нижнее 12 седла. Седла 11 и 12 могут быть выполнены подпружиненными. Сквозной 9 и глухой 10 осевые каналы в шаровом запорном органе 8 взаимно перпендикулярны друг другу.

Внутренний диаметр сквозного осевого канала 9 превышает максимальный наружный диаметр трубодержателя 6, что обеспечивает его свободный пропуск через шаровой запорный орган 8.

Узел управления шаровым запорным органом 8 состоит из установленного в радиальном канале корпуса 1 поворотного вала 13. Ось поворотного вала 13 перпендикулярна осям сквозного 9 и глухого 10 осевых каналов в шаровом запорном органе 8 и проходит через точку их пересечения. На одном конце поворотного вала 13 имеется шлиц для взаимодействия с ответным пазом, выполненном на наружной поверхности шарового запорного органа 8. Противоположный конец поворотного вала 13 выполнен в виде фигурной муфты 14, с которой взаимодействует вставляемый в нее рычаг управления (на чертежах не показан). Узел управления шаровым запорным органом 8 может быть снабжен ограничителем поворота и указателями положений шарового запорного органа 8.

Сверху на присоединительном фланце 2 корпуса 1 размещен переходный фланец 15 с осевым каналом. В верхней части осевого канала корпуса 1 с помощью резьбового соединения установлена нажимная втулка 16, которая может взаимодействовать с верхним седлом 11 шарового запорного органа 8.

В осевом канале корпуса 1 на уровне нижних боковых отводов 5 выполнена кольцевая проточка. В ней, концентрично наружной поверхности трубодержателя 6, установлен патрубок 17 с наружным кольцевым выступом 18 в нижней части. Своим верхним концом патрубок 17 жестко связан с корпусом 1. В верхней части патрубка 17, на уровне нижних боковых отводов 5, по его окружности выполнены сквозные радиальные каналы 19.

В осевом канале корпуса 1, между внутренней поверхностью кольцевой проточки и наружной поверхностью патрубка 17, размещен кольцевой поршень 20. Его нижний торец взаимодействует с пружиной 21, которая установлена снаружи патрубка 17 и опирается на наружный кольцевой выступ 18. Кольцевой поршень 20 имеет возможность осевого возвратно-поступательного перемещения и может перекрывать нижние боковые отводы 5 корпуса 1 и сквозные радиальные каналы 19 в патрубке 17.

На уровне нижних боковых отводов 5 в корпусе 1 по его окружности выполнены радиальные отверстия, в которых размещены стопорные элементы 22. Они имеют вид болтов с коническими наконечниками 23. Последние могут взаимодействовать с верхним торцом кольцевого поршня 20.

В глухом осевом канале 10 шарового запорного органа 8 может быть установлен сменный дросселирующий узел 24 (например, диафрагма, штуцерная втулка и др.). Такие же сменные дросселирующие узлы 25 могут быть размещены в верхних боковых отводах 4 корпуса 1.

Корпус 1 устанавливается на колонной головке (на чертежах не показана).

На переходном фланце 15 может быть размещена стволовая задвижка (на чертежах не показана) и/или буферный фланец 26.

Трубная головка работает следующим образом.

После завершения обвязки устья на колонную головку устанавливают трубную головку в сборе, но без трубодержателя 6 и переходного фланца 15. Нижний присоединительный фланец 3 корпуса 1 с помощью шпилек закрепляют на верхнем

присоединительном фланце колонной головки. Затем через сквозной осевой канал 9 в шаровом запорном органе 8 осуществляют спуск в эксплуатационную колонну лифтовой колонны. К последней лифтовой трубе присоединяют трубодержатель 6. С помощью монтажного патрубка его устанавливают в осевом канале корпуса 1 и фиксируют с помощью стопорных винтов 7. В глухом осевом канале 10 шарового запорного органа 8 монтируют дросселирующий узел 24.

На верхнем присоединительном фланце 2 корпуса 1 размещают и закрепляют с помощью шпилек переходный фланец 15. На него устанавливают буферный фланец 26 с манометром или ствольную задвижку (на чертежах не показана). В верхних боковых отводах 4, в случае необходимости, размещают дросселирующие узлы 25.

После присоединения к верхним 4 и нижним 5 боковым отводам корпуса 1 коренных задвижек и завершения обвязки манифольдом трубная головка готова к эксплуатации на устье скважины.

При необходимости проведения закачки жидкости в затрубное пространство скважины, к боковому отводу 5 присоединяют напорную линию от насосного агрегата. Под действием избыточного давления жидкости внутри бокового отвода 5 кольцевой поршень 20 начинает перемещаться вниз, преодолевая сопротивление пружины 21. После того, как кольцевой поршень 20 приоткроет сквозные радиальные каналы 19 в патрубке 17 (это визуально фиксируется по показаниям манометра на насосном агрегате), с помощью стопорных элементов 22 его отжимают вниз до полного открытия сквозных радиальных каналов 19. Через них в затрубное пространство скважины закачивают необходимую порцию жидкости. После отсоединения насосного агрегата (или снижения величины избыточного давления в боковом отводе 5) стопорные элементы 22 переводят в исходное (начальное) положение и кольцевой поршень 20 вновь перекрывает сквозные радиальные каналы 19 в патрубке 17 и нижние боковые отводы 5 корпуса 1.

В случае, если необходимо заменить дросселирующий элемент 24, шаровой запорный орган 8 поворачивают, устанавливая глухой осевой канал 10 в верхнее положение и перекрывая тем самым трубный канал скважины. После стравливания избыточного давления демонтируют буферный фланец 26 и заменяют дросселирующий узел 24 в глухом осевом канале 10.

Предложенная трубная головка не нуждается в традиционной фонтанной елке и способна самостоятельно выполнять роль фонтанной арматуры.

Конструкция трубной головки обеспечивает возможность:

- эксплуатации скважины через верхние боковые отводы, а также через ствольную задвижку;
- замены коренных задвижек трубного канала и затрубного пространства, а также ствольной задвижки под избыточным давлением на устье скважины (без ее предварительной задавки);
- монтажа на ней противовыбросового оборудования (превенторов) для проведения спуско-подъема лифтовой колонны под избыточным давлением на устье скважины (без ее предварительной задавки);
- ремонта шарового запорного органа без демонтажа трубной головки и предварительной задавки скважины;
- быстрой замены установленных дросселирующих узлов;
- закачки жидкости в затрубное пространство скважины.

Источники информации

1. Патент РФ 2117749 С1, Е 21 В 33/03, опубл. 20.08.98 г., бюл. 23.

2. Патент США 4703807 А, кл. 166/373, опубл. 03.11.87 г.

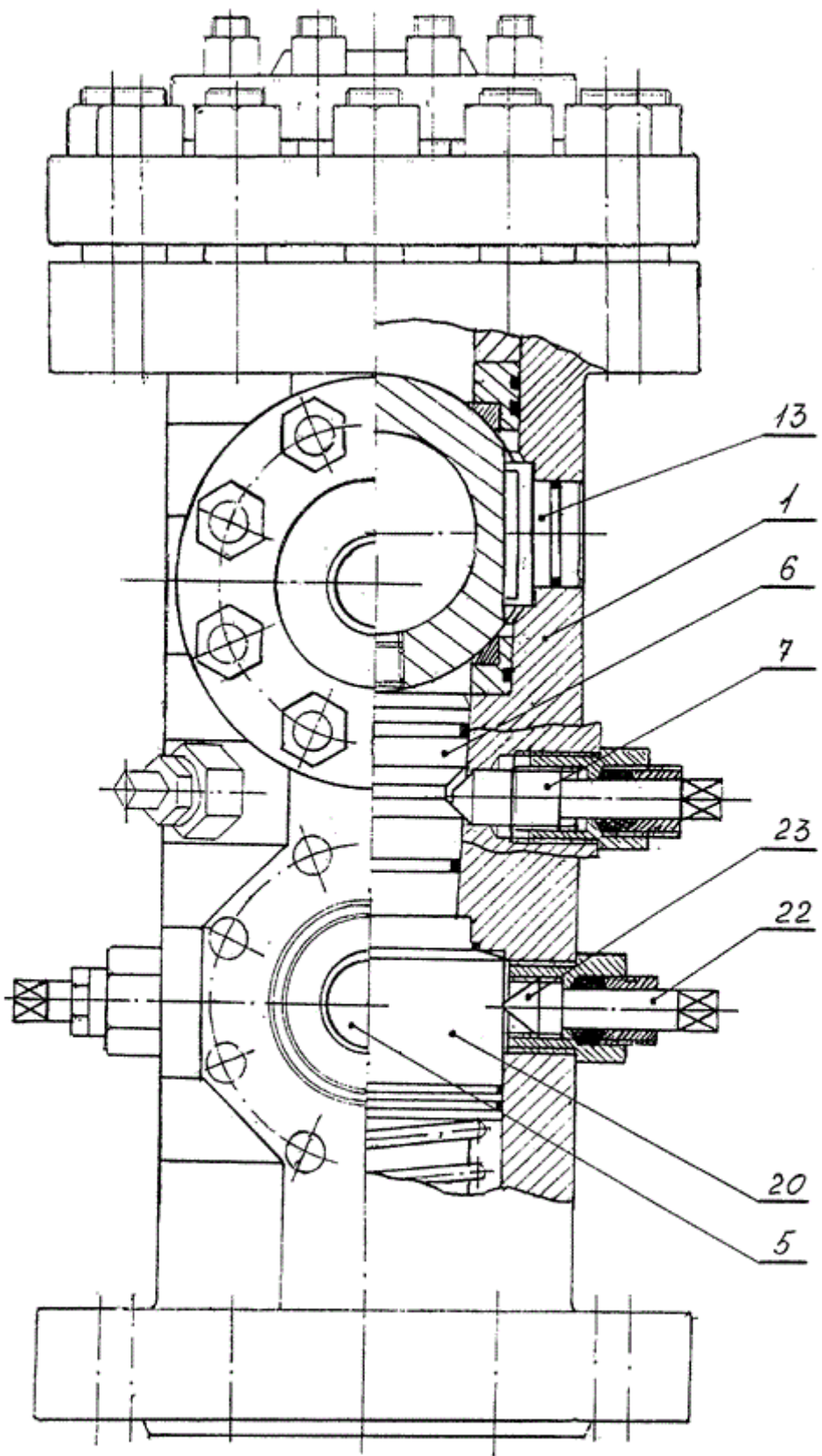
Формула изобретения

1. Трубная головка, включающая корпус с верхним и нижним присоединительными фланцами, со ступенчатым осевым и радиальным каналами, с

верхними и нижними боковыми отводами, имеющими присоединительные фланцы для установки коренных задвижек, размещенный в осевом канале корпуса на уровне верхних боковых отводов шаровой запорный орган со сквозным и глухим осевыми каналами, оси которых взаимно перпендикулярны друг другу, а также с верхним и нижним седлами, узел управления шаровым запорным органом в виде установленного в радиальном канале корпуса поворотного вала, ось которого перпендикулярна осям сквозного и глухого осевых каналов в шаровом запорном органе и проходит через точку их пересечения, установленный в осевом канале корпуса между верхними и нижними боковыми отводами под шаровым запорным органом трубодержатель для подвески лифтовой колонны, наружный диаметр которого меньше внутреннего диаметра сквозного осевого канала в шаровом запорном органе, узел крепления трубодержателя в осевом канале корпуса, размещенный на корпусе переходный фланец с осевым каналом, а также установленную в осевом канале корпуса с возможностью взаимодействия с верхним седлом нажимную втулку, отличающаяся тем, что она снабжена патрубком с наружным кольцевым выступом в нижней части, пружиной, кольцевым поршнем и стопорными элементами, причем на уровне нижних боковых отводов в осевом канале корпуса выполнена кольцевая проточка для установки в ней патрубка, пружины и кольцевого поршня, а в корпусе - сквозные радиальные отверстия для размещения в них стопорных элементов, при этом патрубок концентрично установлен в осевом канале корпуса снаружи трубодержателя, жестко связан своим верхним концом с корпусом и выполнен с рядом сквозных радиальных каналов в верхней части, размещенных по его окружности на уровне нижних боковых отводов корпуса, а кольцевой поршень установлен в осевом канале корпуса между внутренней поверхностью кольцевой проточки и наружной поверхностью патрубка с возможностью осевого возвратно-поступательного перемещения и перекрытия нижних боковых отводов корпуса и сквозных радиальных каналов в патрубке, причем пружина размещена с наружной стороны патрубка с возможностью взаимодействия с его наружным кольцевым выступом и с нижним торцом кольцевого поршня, при этом стопорные элементы установлены в корпусе по его окружности и выполнены в виде болтов с коническими наконечниками, которые имеют возможность взаимодействия с верхним торцом кольцевого поршня.

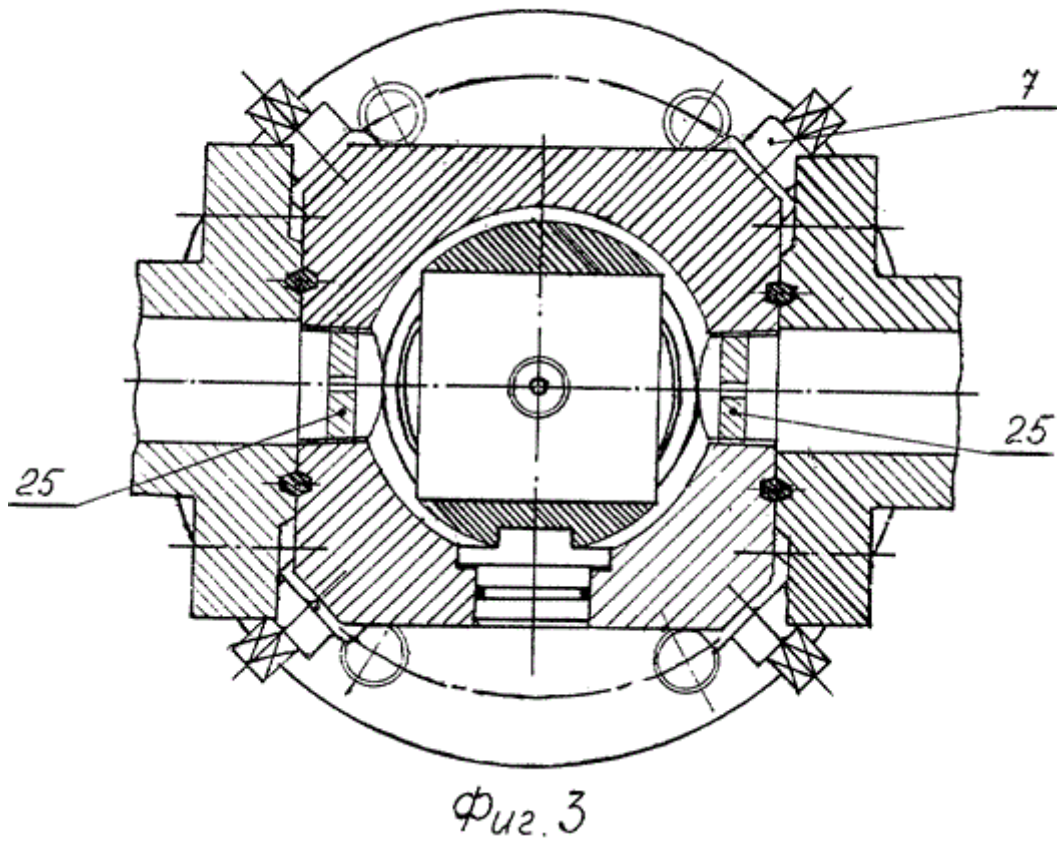
2. Трубная головка по п. 1, отличающаяся тем, что она снабжена сменным дросселирующим узлом, размещенным в глухом осевом канале шарового запорного органа.

3. Трубная головка по п. 1, отличающаяся тем, что она снабжена сменными дросселирующими узлами, размещенными в каждом из верхних боковых отводов корпуса.



Фиг. 2

A-A



# Патент № RU 2359105 C1 «Трубная головка»

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



(19) **RU** <sup>(11)</sup> **2 359 105** <sup>(13)</sup> **C1**

(51) МПК  
[E21B 33/03 \(2006.01\)](#)

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ,  
ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ

## (12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

Статус: прекратил действие, но может быть восстановлен (последнее изменение статуса: 27.05.2016)  
Пошлина: учтена за 8 год с 24.10.2014 по 23.10.2015

(21)(22) Заявка: [2007139094/03](#), 23.10.2007

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:  
23.10.2007

(45) Опубликовано: [20.06.2009](#) Бюл. № 17

(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: RU 2182218 C1, 10.05.2002. SU 167300 A, 15.07.1985. SU 1208182 A, 30.01.1986. SU 1659625 A1, 30.06.1991. SU 1776290 A3, 15.11.1992. RU 2160355 C1, 10.12.2000. RU 2170328 C1, 10.07.2001. RU 2230177 C1, 10.06.2004. US 4703807 A, 03.11.1987. US 5167283 A, 01.12.1992. US 6237689 B1, 29.05.2001.

Адрес для переписки:

119311, Москва, а/я 113, ООО "Фирма  
"Подземнефтегазсервис"

(72) Автор(ы):

Абубакиров Владимир Фуадович (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Общество с ограниченной  
ответственностью "Фирма  
"Подземнефтегазсервис" (RU)

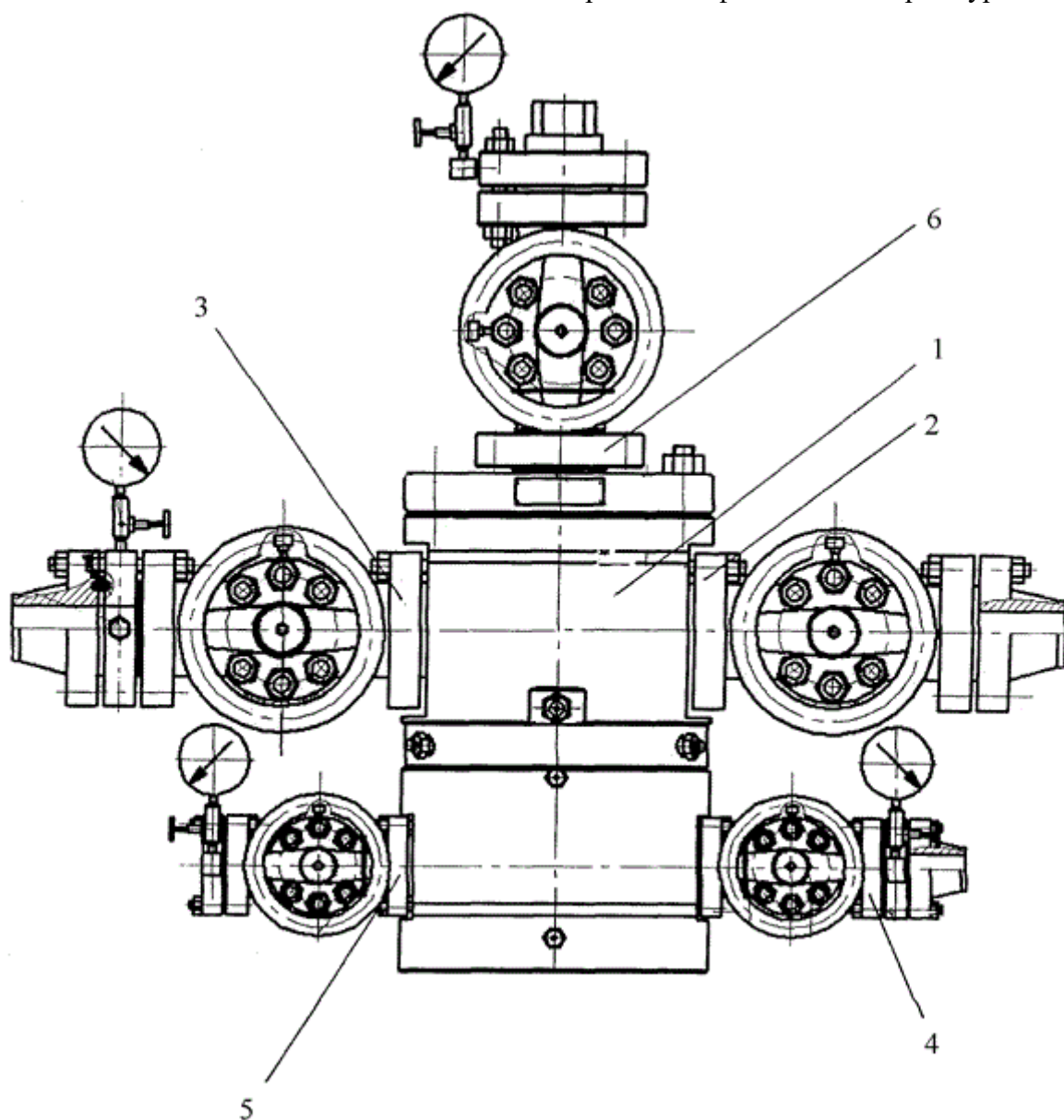
## (54) ТРУБНАЯ ГОЛОВКА

(57) Реферат:

Изобретение относится к горной промышленности и может быть использовано в качестве устьевого оборудования при эксплуатации нефтяных и газовых скважин для герметизации устья скважины, подвески колонны лифтовых труб, контроля и регулирования режима работы скважины, перекрытия и направления добываемой продукции в манифольд, а также проведения различных технологических операций. Трубная головка включает цилиндрический корпус с верхним и нижним присоединительными фланцами, с двумя верхними и двумя нижними боковыми отводами, имеющими присоединительные фланцы для установки задвижек, установленный в осевом канале корпуса трубодержатель, узел крепления и герметизации трубодержателя в осевом канале корпуса, размещенный на цилиндрическом корпусе переходный фланец. Над трубодержателем в осевом канале корпуса размещен шаровой запорный орган со сквозным осевым и глухим боковым

каналами, оси которых взаимно перпендикулярны, а также с верхним и нижним седлами с уплотнениями, находящимися на сферической рабочей поверхности седел. Узел управления шаровым запорным органом выполнен в виде связанного с ним вала, ось которого перпендикулярна осям сквозного и глухого боковых каналов и проходит через точку их пересечения. На сферических рабочих поверхностях верхнего и нижнего седел выполнены кольцевые канавки, внутренний диаметр которых превышает наружный диаметр уплотнений седел, выполненных в виде уплотнительных колец, установленных соответственно над и под указанными кольцевыми канавками. На наружной цилиндрической поверхности верхнего седла выполнена канавка, с одной стороны связанная с выполненным в цилиндрическом корпусе трубной головки каналом для подачи смазки, а с другой стороны связанная с кольцевой канавкой, расположенной на сферической поверхности седла посредством радиальных каналов, выполненных в седле. Шаровой запорный орган выполнен с каналами, расположенными вдоль оси сквозного осевого канала, причем отверстия упомянутых каналов при открытом положении шарового запорного органа совпадают с кольцевыми канавками на рабочих сферических поверхностях седел, а один из этих каналов соединен с выполненным в шаровом запорном органе дополнительным каналом. Его ось перпендикулярна оси сквозного осевого канала. Вал узла управления шаровым запорным органом выполнен в виде двух соосных валов, торцы которых имеют канавки, а между торцами валов размещен диск с выполненными на его торцевых поверхностях взаимно перпендикулярными выступами для взаимодействия с канавками валов. Упомянутые валы и диск выполнены с осевыми каналами для сообщения с дополнительным каналом шарового запорного органа. Изобретение

обеспечивает повышение надежности работы фонтанной арматуры. 2 ил.



Фиг.1

Изобретение относится к горной промышленности и может быть использовано в качестве устьевого оборудования при эксплуатации нефтяных и газовых скважин для герметизации устья скважины, подвески колонны лифтовых труб, контроля и регулирования режима работы скважины, перекрытия и направления добываемой продукции в манифольд, а также проведения различных технологических операций.

Известны трубные головки, включающие шаровые запорные клапаны, включающие шаровой запорный орган и уплотнительные кольца (патент РФ №2170328, 2230177, E21B 33/03). Их недостатком является низкая эксплуатационная надежность, заключающаяся в высокой вероятности заклинивания запорного органа при длительной работе в открытом положении.

Наиболее близкой к заявляемому изобретению является трубная головка, включающая цилиндрический корпус с верхним и нижним присоединительными фланцами, с двумя верхними и двумя нижними боковыми отводами, имеющими присоединительные фланцы для установки задвижек, установленный в осевом канале корпуса трубодержатель, узел крепления и герметизации трубодержателя в осевом



канале корпуса, размещенный в осевом канале корпуса над трубодержателем шаровой запорный орган со сквозным осевым и глухим боковым каналами, оси которых взаимно перпендикулярны, а также с верхним и нижним седлами с уплотнениями, находящимися на сферической рабочей поверхности седел, узел управления шаровым запорным органом в виде связанного с ним вала, ось которого перпендикулярна осям сквозного и глухого боковых каналов и проходит через точку их пересечения, размещенный на цилиндрическом корпусе переходный фланец (Патент РФ №2182218, E21В 33/03. Трубная головка).

Недостатками данной установки являются малая надежность и низкие эргономические показатели. Это обусловлено тем, что после длительного пребывания шарового запорного органа в открытом положении происходит отложение солей между поверхностью шара и уплотнениями. В результате при закрытии шарового запорного органа возникают повышенные силы трения, приводящие в ряде случаев к деформации или же поломке деталей. При этом увеличивается время закрывания, приходится прикладывать значительные усилия, а кроме того, повышается опасность возникновения аварийной ситуации на скважине.

Задачей изобретения является повышение надежности фонтанной арматуры за счет повышения герметичности ее запорных органов, исключения заклинивания запорного органа и уменьшения усилия управления после длительного простоя. Таким образом улучшаются показатели надежности и эргономики устройства.

Указанная цель достигается за счет того, что в трубной головке, включающей цилиндрический корпус с верхним и нижним присоединительными фланцами, с двумя верхними и двумя нижними боковыми отводами, имеющими присоединительные фланцы для установки задвижек, установлен в осевом канале корпуса трубодержатель с узлом крепления и герметизации. Над трубодержателем в осевом канале корпуса размещен шаровой запорный орган со сквозным осевым и глухим боковым каналами, оси которых взаимно перпендикулярны. Имеются верхние и нижние седла с уплотнениями, находящимися на сферической рабочей поверхности седел. Узел управления шаровым запорным органом выполнен в виде связанного с ним вала, ось которого перпендикулярна осям сквозного и глухого боковых каналов и проходит через точку их пересечения, на цилиндрическом корпусе размещен переходный фланец. На сферических рабочих поверхностях верхнего и нижнего седел выполнены кольцевые канавки, внутренний диаметр которых превышает наружный диаметр уплотнений седел, выполненных в виде уплотнительных колец и установленных соответственно над и под указанными кольцевыми канавками. На наружной цилиндрической поверхности верхнего седла выполнена канавка, с одной стороны связанная с выполненным в цилиндрическом корпусе трубной головки каналом для подачи смазки. С другой стороны она связана с кольцевой канавкой, расположенной на сферической поверхности седла посредством радиальных каналов, выполненных в седле. При этом шаровой запорный орган выполнен с каналами, расположенными вдоль оси сквозного осевого канала. Отверстия упомянутых каналов при открытом положении шарового запорного органа совпадают с кольцевыми канавками на рабочих сферических поверхностях седел, а один из этих каналов соединен с выполненным в шаровом запорном органе дополнительным каналом, ось которого перпендикулярна оси сквозного осевого канала. Вал узла управления шаровым запорным органом выполнен в виде двух соосных валов, торцы которых имеют канавки, а между торцами валов размещен диск с выполненными на его торцевых поверхностях взаимно перпендикулярными выступами для взаимодействия с канавками валов. Валы и диск выполнены с осевыми каналами для сообщения с дополнительным каналом шарового запорного органа.

Указанная совокупность признаков заявляемого изобретения дает возможность исключить проникание отложений солей и парафинов в зазоры между поверхностью

шарового элемента и седел, несущих уплотнительные элементы, а так же уменьшить усилия страгивания при открытии задвижки, что повышает надежность трубной головки.

На фиг.1 представлен общий вид трубной головки, на фиг.2 - поперечное сечение трубной головки.

Трубная головка (фиг.1) представляет собой корпус 1, на боковой поверхности которого расположены два верхних 2, 3 и два нижних 4, 5 боковых отвода, соединенных с ним посредством фланцевых соединений. Внутри корпуса имеется центральный канал, который посредством фланцевого соединения соединен с верхним отводом 6. Все отводы снабжены задвижками.

В корпусе 1 (фиг.2) расположен шаровой запорный орган 7, который располагается между верхним 8 и нижним 9 седлами, сферические рабочие поверхности которого снабжены уплотнениями 10, 11. Нижнее седло 9 прижимается к шаровому запорному органу 7 набором пружин 12, расположенных в отверстиях кольца 13. Над верхним седлом расположена гайка 14, крепящая весь пакет деталей. Нижний торец гайки 14 взаимодействует с верхним торцом верхнего седла 8. Гайка 14 и седло 8 выполнены в виде двух отдельных деталей, что позволяет обеспечить точную центровку седла 8 относительно шарового запорного органа 7 с одной стороны, а с другой - позволяет выполнять точную регулировку его положения подбором толщины пакета регулировочных шайб (не показаны) и вращением гайки 14.

Шаровой запорный орган 7 имеет сквозной осевой канал 15 и один боковой канал 16, ось которого перпендикулярна сквозному осевому каналу. При повороте шарового клапана в различные положения он перекрывает или сквозной канал, или каналы боковых отводов 2 и 3. Кроме того, шаровой запорный орган снабжен каналами 17, 18, расположенными вдоль оси сквозного отверстия, а один из каналов 18 соединен с дополнительным отверстием 19, ось которого перпендикулярна оси центрального отверстия 15.

На сферических поверхностях верхнего 8 и нижнего 9 седла выполнены кольцевые канавки 20, 21, внутренний диаметр которых меньше наружного диаметра уплотнительных колец 10 и 11 соответственно. Верхнее седло снабжено канавкой 22, находящейся на наружной цилиндрической поверхности, соединенной радиальными каналами 23 с канавкой, расположенной на сферической поверхности. Каналы отверстий 17, 18 при открытом положении шара совпадают с канавками 20, 21 на рабочих поверхностях седел.

Для управления шаровым запорным органом служит узел управления 24, состоящий из двух валов - ведомого 25 и ведущего 26 и диска 27, расположенного между их торцами и снабженного двумя взаимно перпендикулярными выступами, расположенными в ответных торцевых канавках валов. Для восприятия осевых усилий служит упорный подшипник 28, расположенный в крышке 29. Все детали узла управления имеют центральное отверстие 30, которое соединено с дополнительным отверстием 19 шарового запорного органа 7. В корпусе установлен разгрузочный клапан 31, который соединяет полость под шаровым запорным органом с полостью, расположенной между верхним 8 и нижним 9 седлом.

Ниже шарового запорного органа в корпусе расположен трубодержатель 32, наружная поверхность которого снабжена уплотнением 33. Зазор между корпусом 1 и трубодержателем 32 сообщается с нижними боковыми отводами 3, 5. В нижней части трубодержателя имеется резьба для подвески колонны лифтовых труб.

Для подачи смазки к седлам и уплотнению трубодержателя имеются штуцера 34.

Арматура работает следующим образом.

После обвязки устья трубную головку устанавливают на колонную головку. При этом трубодержатель 32 и верхний отвод 6 не устанавливают. Далее через сквозной осевой канал в корпусе 1 выполняют спуск лифтовой колонны и к ее верхней трубе

прикрепляют трубодержатель 32, снабженный уплотнениями 33. Трубодержатель с помощью монтажного патрубка опускается в корпус трубной головки вниз до упора, после чего его в верхней части фиксируют стопорными винтами (не показаны). После извлечения монтажного патрубка на верхнем фланце корпуса устанавливается верхний отвод. После монтажа кольцевое пространство между колонной лифтовых труб и эксплуатационной колонной сообщается с двумя нижними боковыми отводами 4, 5, а внутренняя полость лифтовых труб сообщается через шаровой запорный орган с верхним отводом 6 и боковыми верхними отводами 2 и 3.

При необходимости изменить направление потока пластовой жидкости, поступающей по колонне лифтовых труб, шаровой запорный орган 7 поворачивают таким образом, чтобы боковой канал 16 обеспечил соединение с соответствующим верхним боковым отводом (2 или 3).

Перед поворотом шарового запорного органа 7 в штуцер 34 подается смазка, которая, проникая по каналу в корпусе 1, попадает в канавку 22 и распространяется по ней, далее проникая по радиальным каналам 23 в кольцевую канавку 20 верхнего седла 8. Из кольцевой канавки 20 смазка проникает в зазор между верхним седлом 8 и шаровым запорным органом 7. При этом практически вся контактная поверхность смазывается, а сам шаровой запорный орган смещается под действием давления смазки вниз, увеличивая зазор между этими деталями.

Одновременно из кольцевой канавки 20 масло проникает по каналам 17 и 18 в кольцевую канавку 21 нижнего седла 9. Вытесняясь из нее избыточным давлением, под которым подается масло, оно вытесняется в зазор между шаровым запорным органом 7 и нижним седлом 9. В результате, как и в верхней части, происходит смазывание контактирующих поверхностей, при этом зазор между ними увеличивается за счет скользящей посадки нижнего седла, подпружиненного в нижней части.

Поворот шарового запорного органа осуществляется с помощью узла управления 24. При вращении ведущего вала 26 крутящий момент передается диском 27 ведомому валу 25, квадратный хвостовик которого расположен в прорези шарового запорного органа 7. При этом его вертикальное смещение под действием давления масла, а также неточности изготовления или преодоления неровностей, обусловленных отложением солей, компенсируются диском 27, играющим роль компенсационной муфты.

Поскольку наиболее опасной ситуацией является случай, когда после длительной, порядка года, работы трубной головки происходит заклинивание шарового запорного органа, то описанный порядок работы трубной головки является наиболее часто встречающимся.

Второй вариант подготовки устройства к повороту шарового запорного органа 7 может быть обеспечен при подаче масла через штуцер 34, установленный в торце ведущего вала 26. В этом случае масло направляется по осевому каналу в ведущем вале 26, канале диска 27 и по осевому каналу в ведомом вале 25 проникает в дополнительное отверстие 29. Из него масло, протекая вверх и вниз, попадает в кольцевые канавки 20 и 21, производя смазочный эффект, описанный выше.

Перед открытием клапана, находящегося в закрытом положении, для уменьшения усилия трения, обусловленного действием давления на нижнюю часть шарового запорного органа 7, служит разгрузочный клапан 31. Он должен быть открыт, в результате чего давление, действующее под шаровым запорным органом в полости лифтовой колонны, распространяется на боковую поверхность шара.

Таким образом, предложенное техническое решение позволяет существенно повысить надежность устройства по сравнению с известными изобретениями.

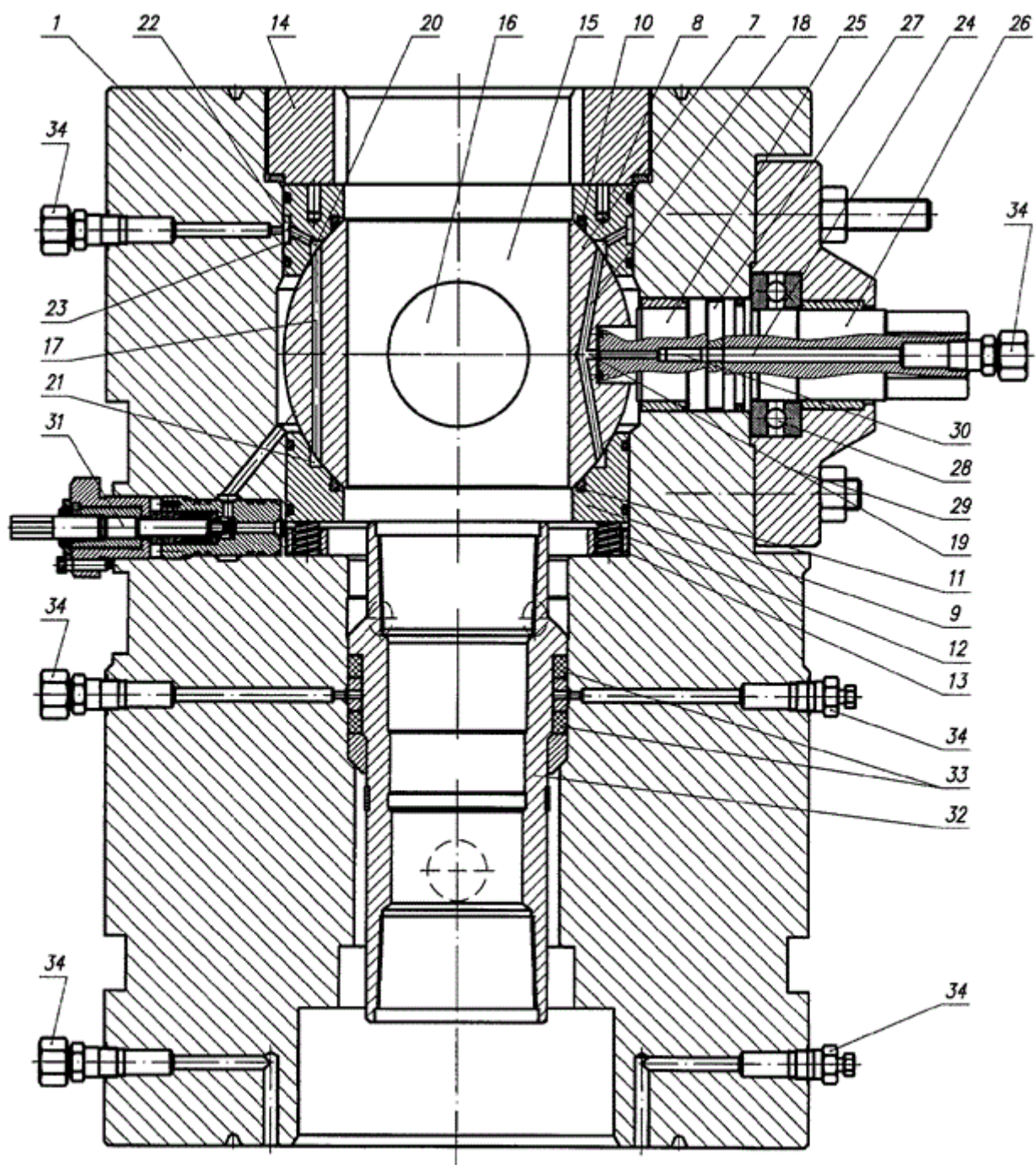
Источники информации

1. Патенты РФ №2170328, 2230177, E21B 33/03 (аналоги).

## 2. Патент РФ №2182218, E21B 33/03. Трубная головка (прототип).

### Формула изобретения

Трубная головка, включающая цилиндрический корпус с верхним и нижним присоединительными фланцами, с двумя верхними и двумя нижними боковыми отводами, имеющими присоединительные фланцы для установки задвижек, установленный в осевом канале корпуса трубодержатель, узел крепления и герметизации трубодержателя в осевом канале корпуса, размещенный в осевом канале корпуса над трубодержателем шаровой запорный орган со сквозным осевым и глухим боковыми каналами, оси которых взаимно перпендикулярны, а также с верхним и нижним седлами с уплотнениями, находящимися на сферической рабочей поверхности седел, узел управления шаровым запорным органом в виде связанного с ним вала, ось которого перпендикулярна осям сквозного и глухого боковых каналов и проходит через точку их пересечения, размещенный на цилиндрическом корпусе переходный фланец, отличающаяся тем, что на сферических рабочих поверхностях верхнего и нижнего седел выполнены кольцевые канавки, внутренний диаметр которых превышает наружный диаметр уплотнений седел, выполненных в виде уплотнительных колец, установленных соответственно над и под указанными кольцевыми канавками, причем на наружной цилиндрической поверхности верхнего седла выполнена канавка, с одной стороны связанная с выполненным в цилиндрическом корпусе трубной головки каналом для подачи смазки, а с другой стороны связанная с кольцевой канавкой, расположенной на сферической поверхности седла, посредством радиальных каналов, выполненных в седле, при этом шаровой запорный орган выполнен с каналами, расположенными вдоль оси сквозного осевого канала, причем отверстия упомянутых каналов, при открытом положении шарового запорного органа, совпадают с кольцевыми канавками на рабочих сферических поверхностях седел, а один из этих каналов соединен с выполненным в шаровом запорном органе дополнительным каналом, ось которого перпендикулярна оси сквозного осевого канала, при этом вал узла управления шаровым запорным органом выполнен в виде двух соосных валов, торцы которых имеют канавки, а между торцами валов размещен диск с выполненными на его торцевых поверхностях взаимно перпендикулярными выступами для взаимодействия с канавками валов, упомянутые валы и диск выполнены с осевыми каналами для сообщения с дополнительным каналом шарового запорного органа.




Фиг. 2



Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа  
Кафедра Технологические машины и оборудования нефтегазового  
комплекса

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
 Э.А. Петровский

« 06 » июня 2017г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

направление 15.03.02 «Технологические машины и оборудование»  
профиль 15.03.02.01 «Проектирование технических и технологических  
комплексов»

**Проектирование трубной головки фонтанного оборудования**

Руководитель



к.т.н., доцент

А.К. Данилов

Выпускник



А.В. Наймович

Красноярск 2017