

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

УХТИНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

**УСТЬЕВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
ФОНТАННЫХ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН**

Методические указания к практическим занятиям
для студентов нефтегазовых специальностей

Ухта 2004

УДК 621.6(031)
М 79

Мордвинов А.А., Захаров А.А., Миклина О.А., Полубоярцев Е.Л. Устьевое оборудование фонтанных и нагнетательных скважин: Методические указания.– Ухта: УГТУ, 2004.– 31 с.; ил. 17.

Методические указания предназначены для студентов, обучающихся по направлению 650700 – «Нефтегазовое дело» и по нефтегазовым специальностям с целью закрепления лекционного материала и углубления знаний при изучении разделов дисциплин по способам эксплуатации скважин.

Содержание методических указаний соответствует рабочим учебным программам нефтегазовых дисциплин.

Методические указания рассмотрены, одобрены и рекомендованы для издания выпускающей кафедрой РЭНГМ и ПГ (протокол № 13 от 18 февраля 2004г.)

Рецензент Каракчиев Э.И. – доцент кафедры РЭНГМ и ПГ, к.т.н.
Редактор Соколов В.А. – доцент кафедры РЭНГМ и ПГ, к.т.н.

В методических указаниях учтены замечания рецензента и редактора.

План 2004 г., позиция 82.
Подписано в печать 24.03.2004 г. Компьютерный набор.
Объем 31 с. Тираж 250 экз. Заказ № 178.

© Ухтинский государственный технический университет, 2004
169300, г. Ухта, ул. Первомайская, 13.

Отдел оперативной полиграфии УГТУ,
169300, г. Ухта, ул. Октябрьская, 13.

ВВЕДЕНИЕ

Цель данных методических указаний – изучение схем и конструктивных особенностей основных узлов наземного оборудования фонтанных и нагнетательных скважин.

Методические указания предназначены для расширения знаний и повышения результативности практических занятий со студентами нефтегазовых специальностей. Здесь собран и компактно изложен материал из учебной и научно-технической литературы, количество экземпляров которой в библиотеке университета очень ограничено.

В них рассматриваются основные узлы оборудования устья фонтанных и нагнетательных скважин. Указания помогут изучить типы колонных обвязок, схемы нагнетательных и фонтанных елок, конструкции трубных обвязок и дросселирующих устройств. Студентам также предоставляется возможность ознакомиться с некоторыми конструкциями оборудования устья скважин, которые стали изготавливать с недавнего времени на Воткинском заводе (Россия).

В методических указаниях изложено назначение, описание, технические характеристики оборудования устья фонтанных и нагнетательных скважин. Это оборудование используется на отечественных и газовых промыслах в настоящее время.

Методические указания содержат контрольные вопросы. Необходимым условием успешной защиты знаний по практическим занятиям является безукоризненное знание ответов на все контрольные вопросы.

1. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

Добыча нефти и газа из залежей осуществляется с помощью скважин. Скважина – это горная выработка в виде вертикального или наклонного цилиндра, сооружаемая при помощи механического бурового оборудования. Верхняя часть скважины имеет название *устье*, нижняя – *забой*, боковая поверхность на всем протяжении от забоя до устья скважины – *ствол*.

Под *конструкцией скважины* понимают взаимное расположение обсадных колонн различного диаметра, длины и толщины их стенок, а также высоты подъема цемента в межтрубных пространствах (рис. 1).

В зависимости от назначения и порядка спуска в скважину обсадные колонны классифицируются следующим образом:

- *кондуктор* предназначен для перекрытия и изоляции пресноводных горизонтов от загрязнения, изоляции кавернозных и трещинных пород и монтажа противовыбросового оборудования. Длина кондуктора может меняться от десятков метров до сотен метров;
- *техническая или промежуточная колонна* (одна или больше) предназначена для изоляции интервалов, несовместимых по условиям бурения. Назначение – обеспечить безаварийную проводку скважины до намеченной глубины в соответствии с геолого-техническим нарядом. В некоторых случаях можно обходиться без промежуточных обсадных колонн.
- *обсадная эксплуатационная колонна* предназначена для крепления остальной части разреза и для крепления продуктивных пластов.

Конструкция нефтяной или газовой скважины должна обеспечивать:

- 1) достижение долотом необходимой проектной глубины;
- 2) осуществление запланированных способов вскрытия продуктивного пласта;
- 3) осуществление надежной эксплуатации скважин, проведения исследовательских и ремонтных работ на скважине.

На поверхности обсадные колонны обвязываются специальным оборудованием. Оборудование обвязки обсадных колонн предназначено:

- для надежной герметизации всех межтрубных пространств;
- контроля давлений во всех межтрубных пространствах;
- возможности крепления к одной колонной головке обсадных колонн различных диаметров;
- установки устьевого оборудования.

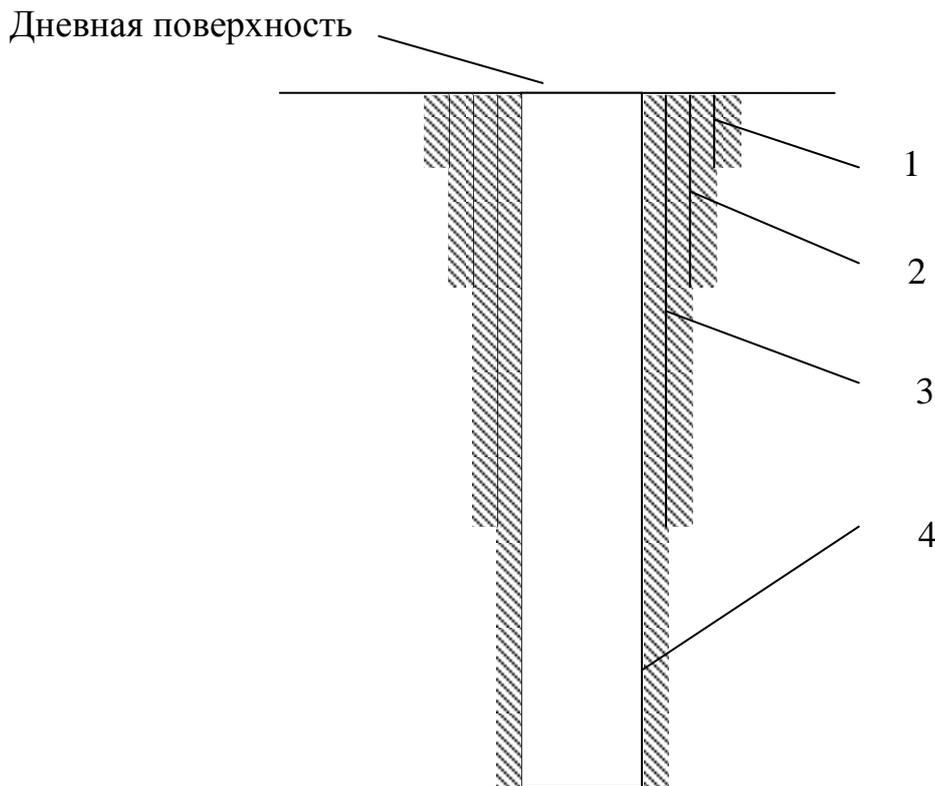


Рис. 1. Конструкция скважины:

1 – кондуктор; 2, 3 – промежуточные обсадные колонны; 4 – обсадная эксплуатационная колонна.

Различают следующие *типы* оборудования *обвязки обсадных колонн*:

- **ОКМ** (обвязка колонная муфтовая)– с муфтовой подвеской обсадной эксплуатационной колонны;
- **ОКК** (обвязка колонная клиньевая)– с клиньевой подвеской обсадных колонн.

Оборудование обвязки обсадных колонн типа **ОКМ** (рис. 2) рассчитано на давление 14 МПа. Оно состоит из корпуса 2, муфтовой подвески 4, манометра 3, пробкового крана 1.

Корпус навинчивается на кондуктор, а муфтовая подвеска — на обсадную эксплуатационную колонну.

Оборудование типа **ОКК** состоит из отдельных сборочных единиц – колонных головок. Нижнюю колонную головку, присоединяемую к верхнему концу кондуктора, присоединяют к обсадной колонне в трех исполнениях:

- с помощью внутренней резьбы на корпусе;
- с помощью наружной резьбы;
- с помощью сварки.

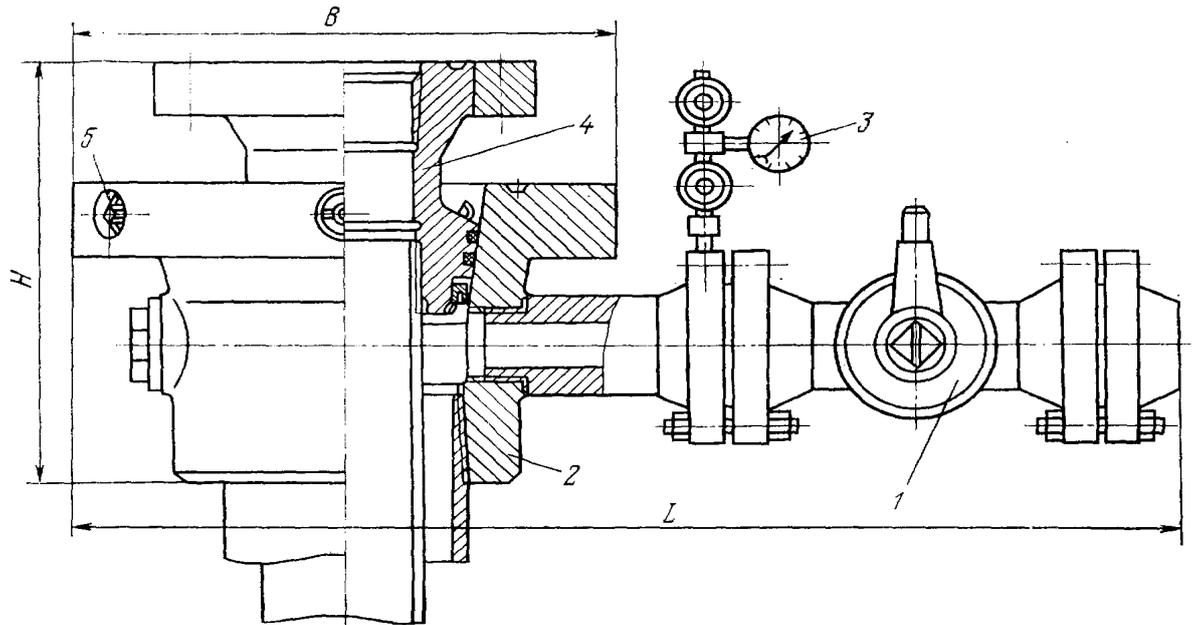


Рис. 2. Оборудование обвязки обсадных колонн типа **ОКМ**:

1 – пробковый кран; 2 – корпус; 3 – манометр; 4 – муфта; 5 – стопорный винт; В – ширина; Н – высота; L – длина.

Колонная головка типа **ОКК** (рис. 3) состоит из корпуса 1, который навинчивается на кондуктор 2. Внутренняя поверхность корпуса коническая, в ней помещен клин 3, удерживающий обсадную колонну 4 на весу.

Все последующие колонные головки устанавливают на устье скважины по мере спуска и цементирования обсадных колонн. Их подбирают с учетом максимального пластового давления, ожидаемого при бурении следующего за обсаженным интервалом скважины.

Колонную обвязку типа **ОКК** изготавливают на рабочее давление 21, 35 и 70 МПа. Она предназначена для подвешивания более двух обсадных колонн и кондуктора. В приложении 1 представлена колонная обвязка типа ОКК, обвязывающая четыре обсадные колонны.

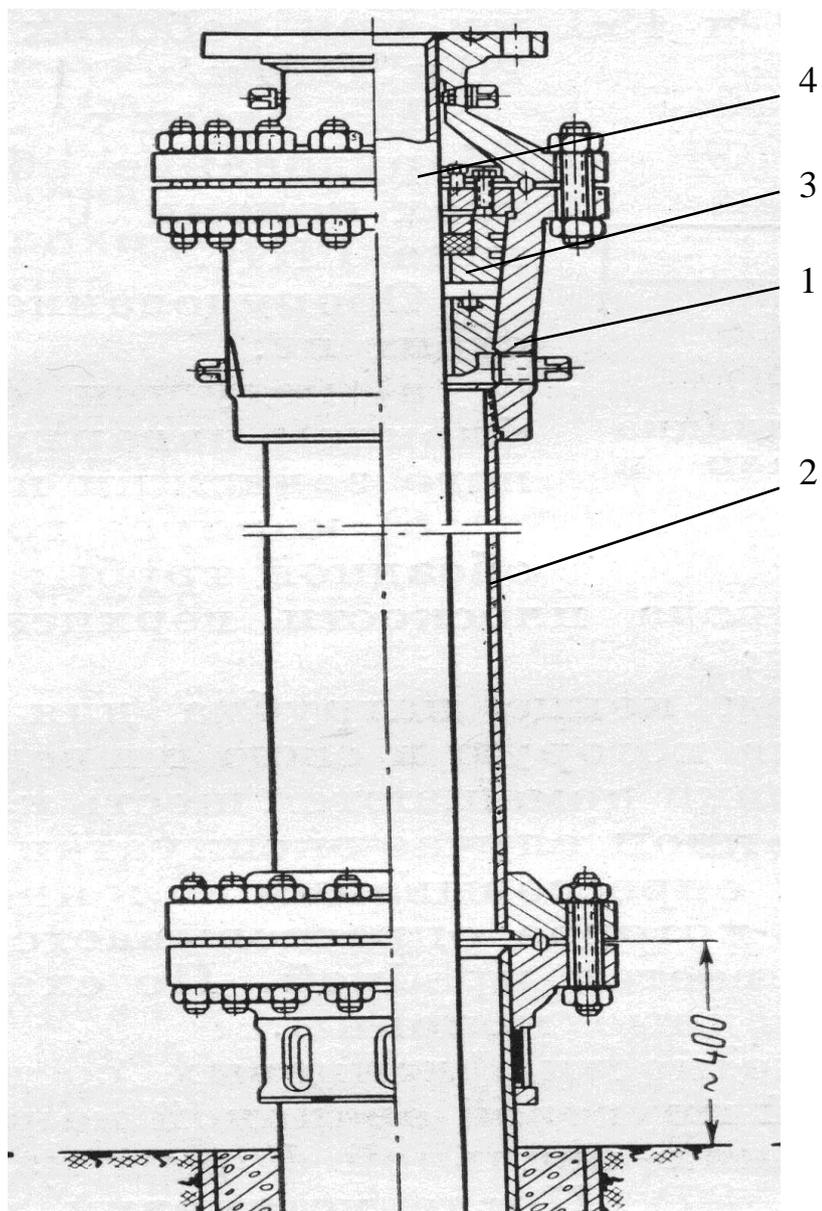


Рис. 3. Оборудование обвязки обсадных колонн типа **ОКК**:

1 – корпус; 2 – кондуктор; 3 – клин; 4 – обсадная колонна.

2. АРМАТУРА ФОНТАННЫХ СКВАЖИН

Явление подъема пластового флюида с забоя скважины на дневную поверхность за счет пластовой энергии называется **фонтанированием** скважины, а способ эксплуатации скважин — **фонтанным**.

Фонтанирование нефтяных скважин обычно происходит в начале разработки месторождений, когда запас пластовой энергии велик и давление на забое скважины достаточно большое, чтобы поднять жидкость до устья скважины. Скважины газовых и газоконденсатных месторождений могут работать фонтанным способом даже до давления забрасывания месторождения, устьевые давления на них сравнительно высокие в течение длительного периода разработки месторождений.

Фонтанная арматура устанавливается на верхний фланец колонной обвязки.

На скважинах нефтяных и газовых промыслов страны применяются, в основном, арматуры ГОСТ 13846-89 и ГОСТ 13846-84.

Основные функции *фонтанной арматуры*:

- герметизация устья скважины;
- управление, контроль и регулирование технологического режима эксплуатации (работы) скважины;
- направление продукции скважины через манифольд в систему сбора и подготовки нефти и газа;
- полное закрытие или глушение скважины;
- обеспечение подвески одного или двух рядов *насосно-компрессорных труб* (НКТ);
- обеспечение спуска в скважину приборов, устройств, оборудования;
- обеспечение закачки в скважину рабочих агентов для воздействия на пласт или призабойную зону пласта и других специальных веществ.

Фонтанная арматура (ГОСТ 13846-89) классифицируется :

- по рабочему давлению от 14 до 140 МПа;
- по размерам проходного сечения ствола от 50 до 150 мм;
- по числу спускаемых в скважину рядов насосно-компрессорных труб на однорядные и двухрядные;
 - по типу запорных устройств с задвижками или с кранами;
 - по конструкции фонтанной елки на крестовые и тройниковые.

Фонтанная арматура состоит из *трубной обвязки (трубной головки)* и *фонтанной елки* (рис. 4).

3. ТРУБНАЯ ОБВЯЗКА

Трубная обвязка предназначена:

- для подвески колонн насосно-компрессорных труб;
- для герметизации пространства между обсадной эксплуатационной колонной и НКТ (затрубное пространство);
- для промывки и закачки в скважину рабочих агентов и других веществ;
- для контроля давления в затрубном пространстве;
- для установки *фонтанной елки*.

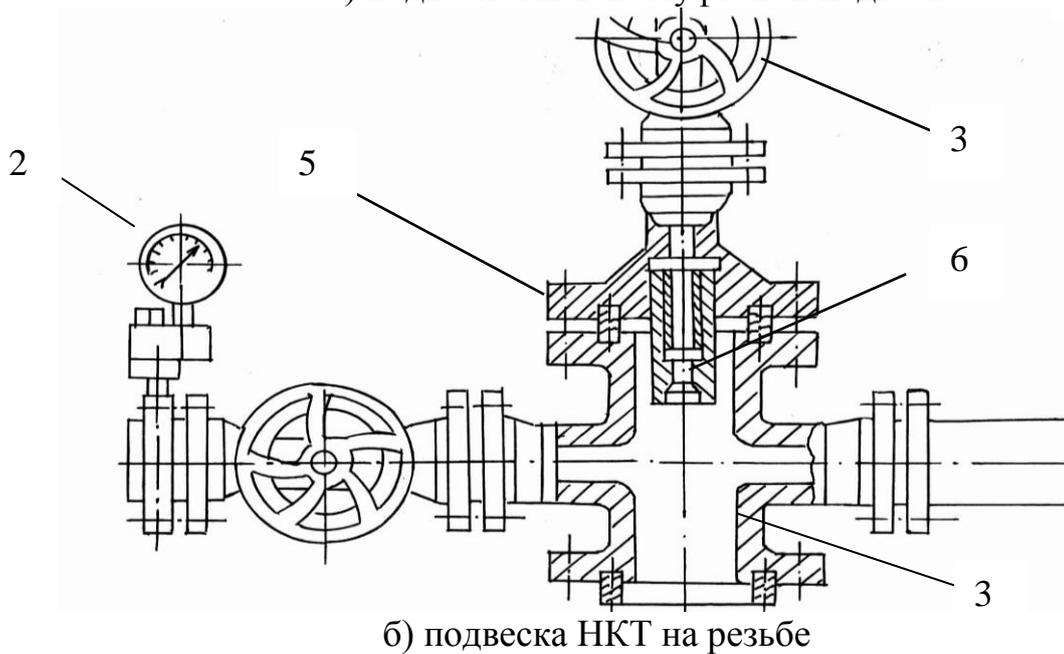
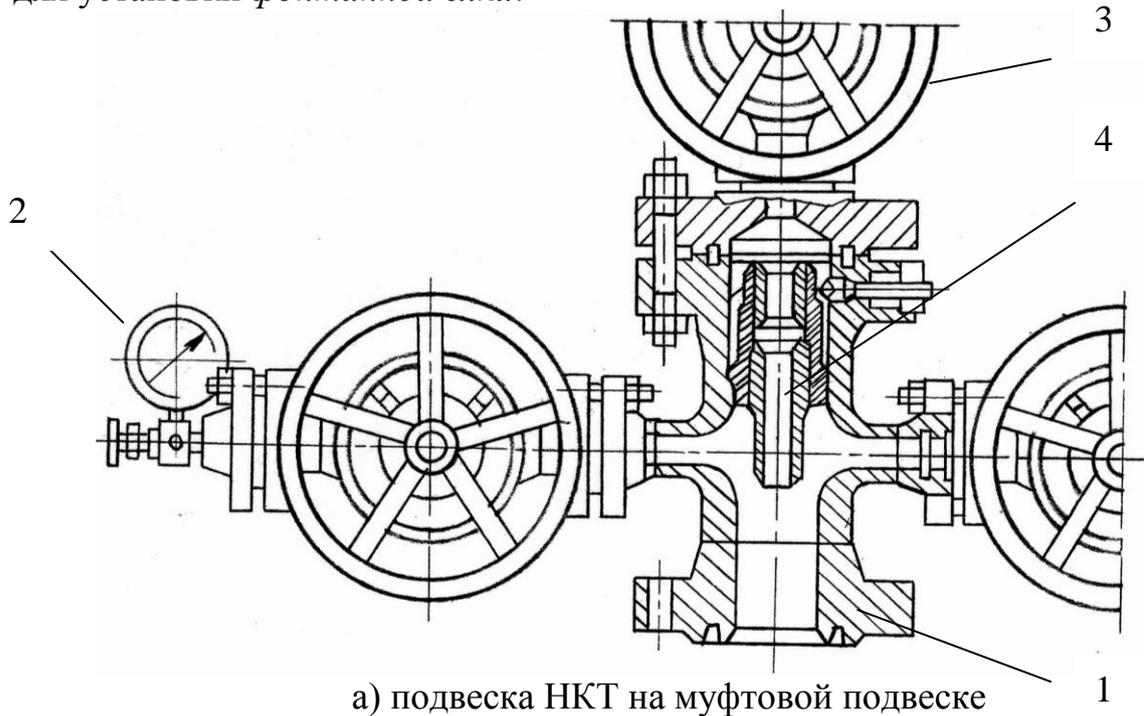


Рис. 5. Трубные обвязки для спуска одного ряда НКТ:

1 – крестовина; 2 – манометр; 3 – центральная задвижка фонтанной елки; 4 – муфтовая подвеска; 5 – стволовая катушка; 6 – переводник.

Трубную обвязку изготавливают для подвески одного или двух рядов НКТ. Она состоит из крестовины с двумя боковыми отводами и трубной подвески (рис. 5). Насосно-компрессорные трубы подвешиваются либо на муфте (рис. 5а), либо на резьбе (рис. 5б). В первом случае на крестовину 1 устанавливается муфтовая подвеска 4. Во втором случае на крестовину 1 устанавливается стволовая катушка 5 и на переводник или патрубок 3 подвешивается один ряд НКТ.

На одном из боковых отводов крестовины трубной обвязки устанавливается манометр 2 для контроля давления в затрубном пространстве.

Если в скважину спускается два ряда НКТ (рис. 6), то на крестовину 1 трубной обвязки устанавливается тройник 2.

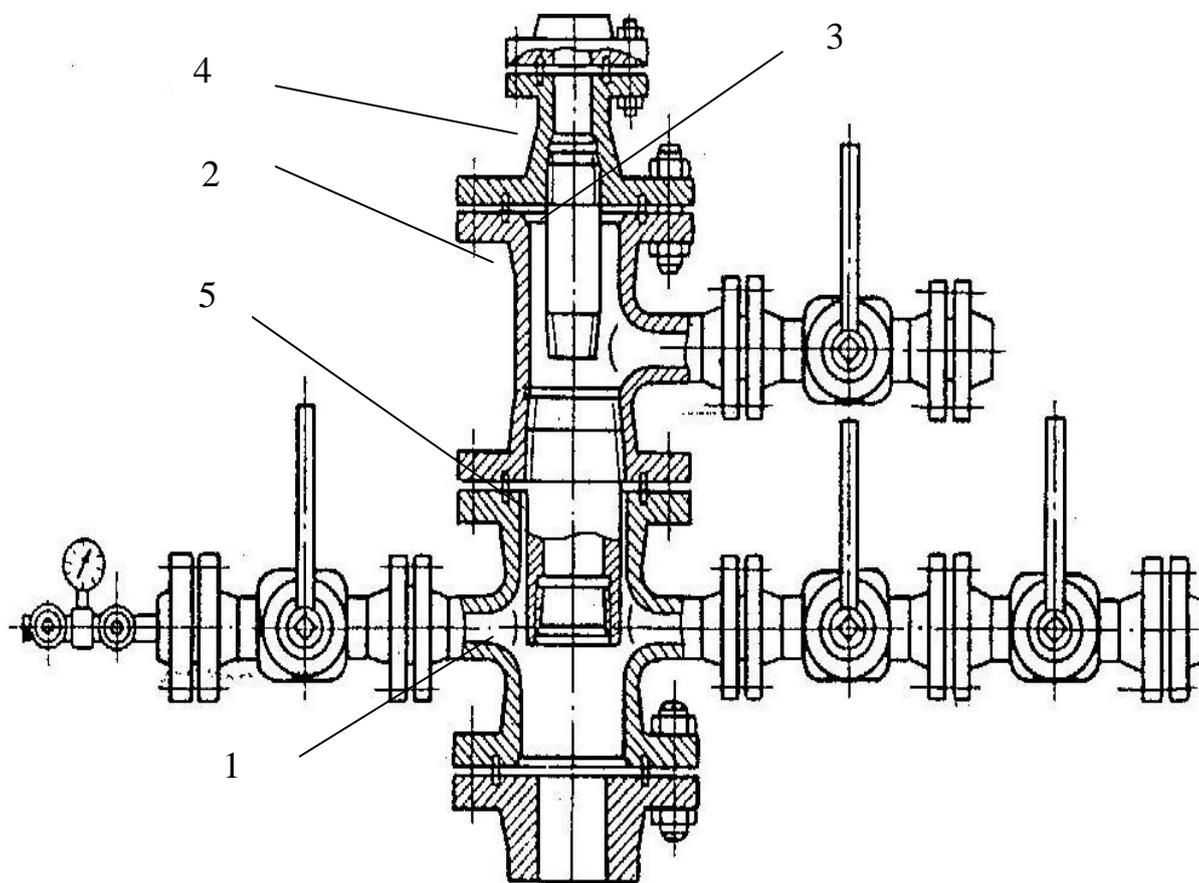


Рис. 6. Трубная обвязка для спуска двух рядов НКТ.

В этом случае внутренний ряд труб крепится к стволовой катушке 4 через переводник 3, а наружный ряд — к тройнику 2 на патрубке 5. Возможна установка НКТ и *на муфте* (внутренний ряд труб на муфтовой подвеске, устанавливаемой в тройнике трубной обвязки, а наружный ряд — в крестовине).

На рис. 7 показаны схемы трубных обвязок согласно ГОСТа 13846-89 для подвести одного (рис. 7а) и двух (рис. 7б) рядов НКТ.

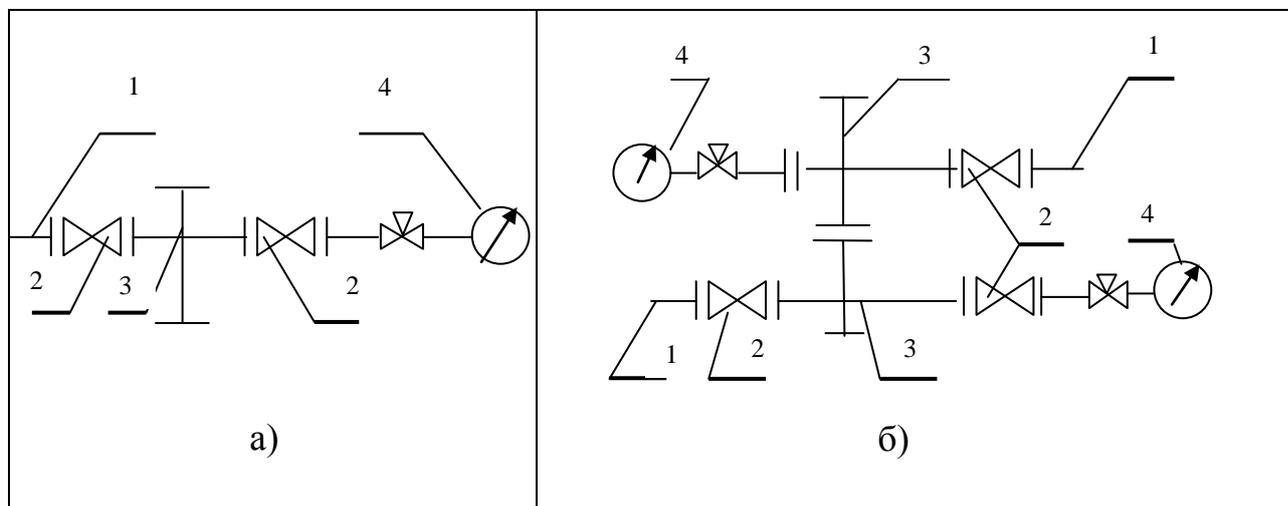


Рис. 7. Схемы трубных обвязок фонтанной арматуры:

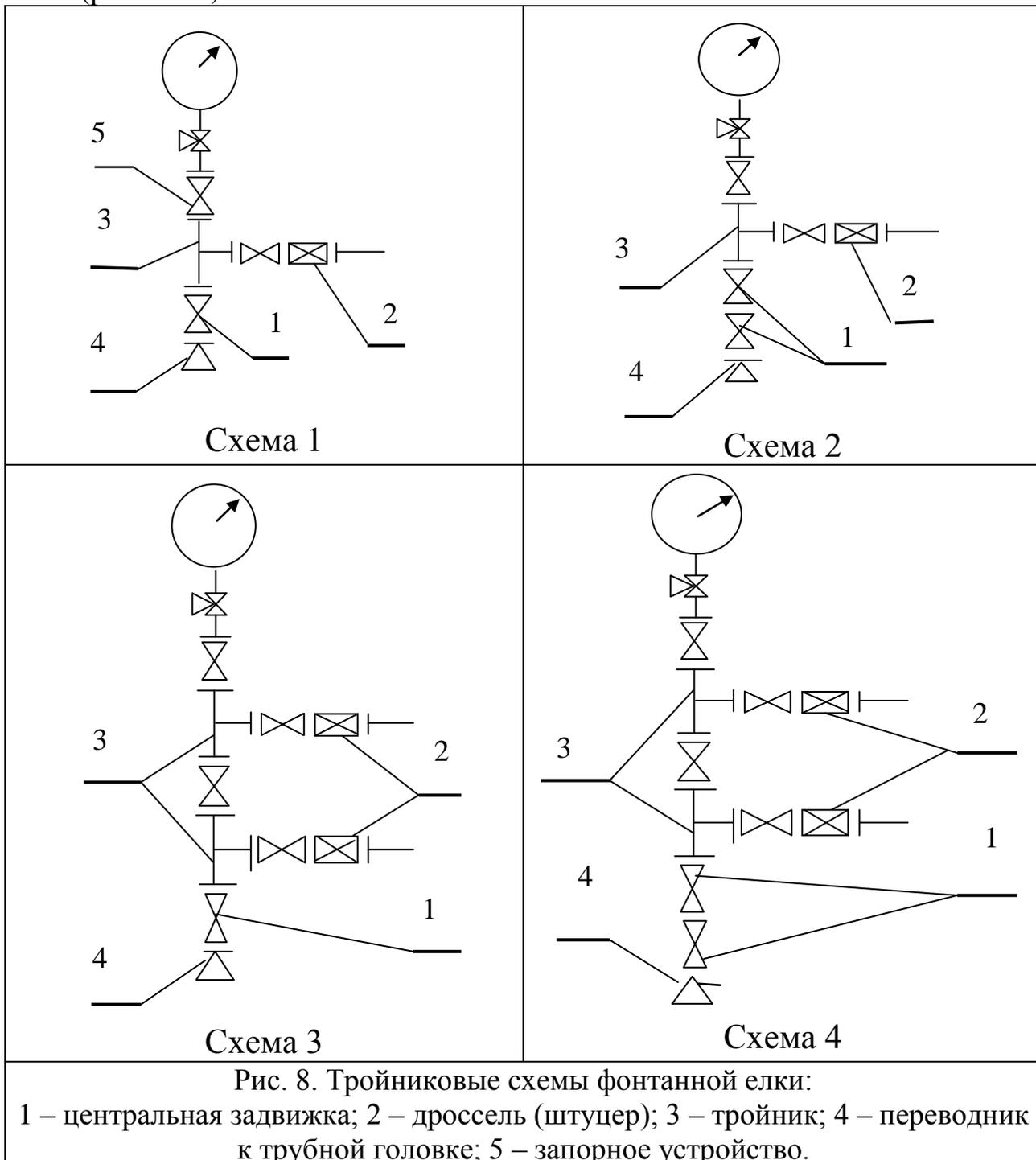
- | | |
|--------------------------|---|
| 1 – ответный фланец; | 3 – трубная головка; |
| 2 – запорное устройство; | 4 – манометр с запорно-разрядным устройством. |

4. ФОНТАННАЯ ЕЛКА

На верхний фланец *трубной обвязки* устанавливается *фонтанная елка*.
Фонтанная елка предназначена:

- ◆ для направления потока продукции скважины в выкидную линию на замерную установку;
- ◆ для регулирования технологического режима эксплуатации скважины;
- ◆ для обеспечения спуска в скважину приборов;
- ◆ для закрытия скважины;
- ◆ для контроля давления на устье (на буфере) скважины.

По ГОСТ 13846-89 предусмотрено выполнение шести схем *фонтанных елок* (рис. 8 и 9).



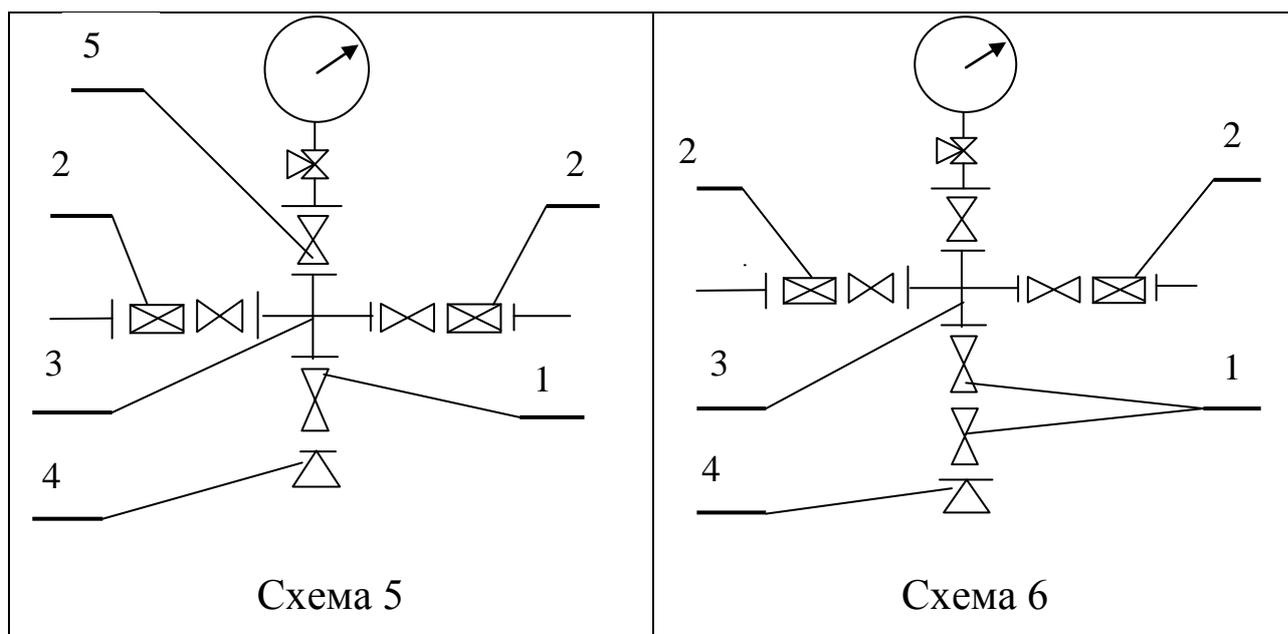


Рис. 9. Крестовые схемы фонтанных елок:

1 – центральная задвижка; 2 – дроссель (штуцер); 3 – крестовина; 4 – переводник к трубной головке; 5 – запорное устройство.

Из рис. 8 и 9 видно, что *фонтанная елка* может включать либо один (схемы 1 и 2 – одноярусная конструкция), либо два тройника (схемы 3 и 4 – двухъярусная конструкция), либо крестовину (крестовая конструкция – схемы 5 и 6). По ГОСТ 13846-84 были предусмотрены ещё две схемы, в которых отсутствовала центральная задвижка.

Сверху елка заканчивается колпаком (*буфером*).

В тройниковой конструкции (схемы 3 и 4) предусматриваются две выкидные линии:

- верхняя (рабочая);
- нижняя (запасная).

В крестовой конструкции (схемы 5 и 6) имеется два боковых отвода:

- запасной;
- рабочий.

Запасные линии открывают только в случае необходимости устранения каких-либо неполадок в работе рабочей линии (смена дросселя, коррозионное разрушение и т.п.).

Схему и число выкидных линий *фонтанной елки* выбирают в зависимости от характеристики скважины. Чаще всего для фонтанных скважин применяют *елки* тройникового типа с двумя выкидными линиями. *Фонтанные елки* с одной выкидной линией обычно применяют для скважин с небольшим устьевым давлением (до 14 МПа) без абразивных частиц в продукции.

Для устьевых давлений более 35 МПа и отсутствия выноса в газожидкостной смеси твердых механических примесей рекомендуется применять крестовую конструкцию *фонтанной елки*.

5. ДРОССЕЛИРУЮЩИЕ УСТРОЙСТВА

На выкидных (рабочих и запасных) линиях для *регулирования режима* работы скважины ставят регулирующие устройства – **дроссели (штуцеры)**, создающие местные гидравлические сопротивления потоку. Слово «*дроссель*» в переводе с немецкого языка означает клапан для понижения давления проходящего через него пара, газа или жидкости путем резкого уменьшения проходного сечения и увеличение скорости потока, а слово «*штуцер*» – короткий отрезок трубы для соединения труб между собой и для присоединения их к резервуарам, аппаратам и т.п.

Дроссели могут быть регулируемые и нерегулируемые.

Простейшее *дроссельное устройство нерегулируемого* типа выполняется в виде стального диска толщиной до 10 мм, зажимаемое между двумя фланцами. В центре имеется отверстие (рис. 10). Диаметр отверстия меняется от 3 до 35 мм. Диаметр отверстия обеспечивает определенный технологический режим эксплуатации скважины.

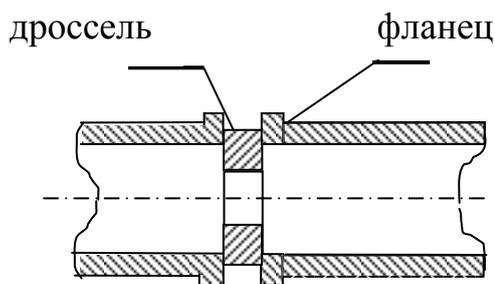


Рис. 10. Дроссель нерегулируемого типа

Такие дроссели просты и надежны в эксплуатации. Они незаменимы, если из скважины на поверхность вместе с продукцией поступает какой-либо абразивный материал. Однако абразивные частицы и агрессивная среда ускоренно разрушают внутреннюю поверхность отверстия, изменяя тем самым режим эксплуатации скважины.

На рис. 11 представлен втулочный дроссель нерегулируемого типа для скважины, в продукции которой содержится большое количество абразивного материала. За запорным устройством (задвижкой или краном) устанавливается катушка 1, между этой катушкой и патрубком 5 размещается дроссельное устройство 3. В стальной корпус дросселя 3 плотно вставлена выполненная из твердых сплавов сменная втулка 4. Для герметичности уплотнения между буртом корпуса дросселя и фланцами устанавливаются металлические прокладки 2.

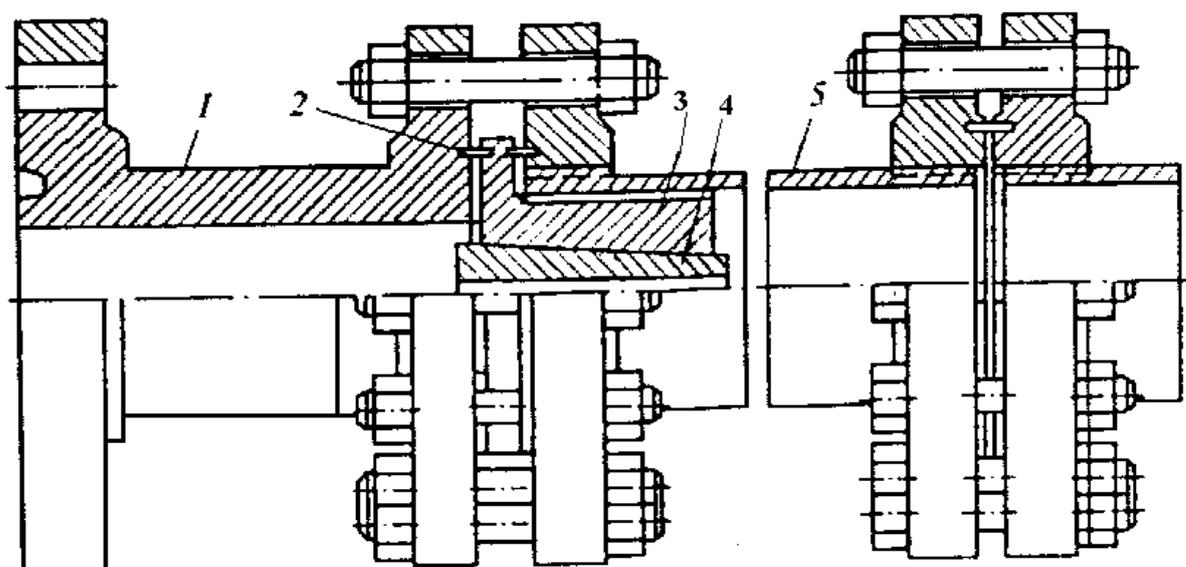


Рис. 11. Дросселирующее устройство со сменной втулкой.

За нерегулируемым *дросселем* желательно устанавливать толстостенный патрубок (102 или 146–мм буровая труба) длиной, примерно, метр, имеющий на обоих концах фланцы. Этот патрубок необходим, чтобы противостоять абразивному разрушению и ударам струи, расширяющейся при выходе из отверстия.

Смена такого типа дросселя занимает большое количество времени, т.к. для его смены поток продукции, поступающий из скважины, нужно временно перевести с рабочей линии на запасную посредством соответствующих задвижек.

Регулируемые дроссели по конструкции аналогичны вентилю (приложение 2). Они удобнее тем, что проходное сечение *дросселя* плавно изменяется перемещением иглы-наконечника, приближающего к втулке или отдаляющего от нее вращением маховика. В этом дросселе продукция скважины меняет свое направление на 90° . *Дроссель* рассчитан на рабочее давление до 70 МПа. Но такой вид *дросселя* быстро выходит из строя, если вместе с продукцией из скважины поступает абразивный материал. Поэтому, срок службы *нерегулируемых дросселей* намного больше, чем *регулируемых*. По этой причине регулируемые дроссели применяются реже, чем нерегулируемые.

6. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ФОНТАННЫХ ЕЛОК

Фонтанные арматуры, рассчитанные на давление 14 МПа, изготавливают по схемам 1, 3 и 5. Фонтанную арматуру, рассчитанную на давление 21 и 35 МПа, изготавливают:

- ✓ с условным проходом 65 мм – по схемам 1 – 6;
- ✓ с условным проходом 80 мм – по схемам 1, 5 и 6;
- ✓ с условным проходом 100 и 150 мм – по схеме 6.

Технические параметры такой арматуры представлены в табл. 1.

Таблица 1.

Технические характеристики фонтанной арматуры

Фонтанная арматура с прямоточными задвижками	Габаритные размеры, мм			Масса арматуры в собранном виде, кг
	длина	ширина	высота	
АФК1-65Х21	1360	790	1560	807
АФК2-65Х21	1360	790	1920	880
АФК3-65Х21	1360	790	2050	1023
АФК3а-65Х21	1360	790	2545	1287
АФК1-65Х35	1350	760	1875	1060
АФК3-65Х35	1350	760	2585	1322
АФК3а-65Х35	1350	760	3135	1670
АФК6-80/65Х35ХЛ	2510	885	2620	1810
АФ6В-80/65Х35К2	2315	1180	2755	2537
АФК6-100Х21ХЛ	3570	1120	3120	2926
АФК6В-100Х21К2И	3570	1120	3120	2926
АФК6-100Х35ХЛ	3540	1130	2945	3645
АФК6-100Х35К1	3540	1130	2945	3645
АФК6В-100Х35К2	3540	1400	2945	4955
АФК6В-100Х35К2И	3540	1400	2945	4955
АФК6-150/100Х21ХЛ	3650	1485	2900	3555

Основные параметры фонтанных арматур (ГОСТ 13846-89) представлены в табл. 2.

Таблица 2

Техническая характеристика фонтанных арматур в соответствии с ГОСТом 13646-89

Условный проход, мм			Рабочее давление, МПа
ствола елки	боковых отводов елки	боковых отводов трубной головки	
50	50	50	14, 21, 35, 70, 105
65	50, 65	50, 65	14, 21, 35, 70, 105, 140
80	50, 65, 80		
100	65, 80, 100		
150	100		

7. НОВЫЕ МОДИФИКАЦИИ ФОНТАННЫХ АРМАТУР

В настоящее время многие предприятия разрабатывают различные конструкции устьевого оборудования фонтанных скважин с учетом климатических условий, свойств добываемой жидкости и ее состава (соли, механические примеси, вода и пр.).

На рис. 12 представлена фонтанная арматура Воткинского предприятия «ТЕХНОВЕК». Арматура изготавливается из сплавов и материалов, которые обеспечивают высокую стойкость против износа и коррозии металла, она оснащена легкоуправляемыми и высокогерметичными задвижками ЗД 65-210М (рис. 13), обеспечивающими гарантию от попадания и замерзания воды в них из-за отсутствия свободного объема.

Данная конструкция фонтанной арматуры не имеет сварных соединений, ее можно использовать (как вариант) при обустройстве нагнетательных скважин. Ее малые габаритные размеры (до 1800 мм в высоту) упрощают обслуживание техническим персоналом и снижают возможность замораживания продукции на устье (табл. 3).

Таблица 3

Техническая характеристика фонтанной арматуры

АФК1 (АФК1Ш) - 65×21К1 (К2)

Максимальное рабочее давление, МПа (кг/см ²)	21 (210)
Условный проход, мм	65
Температура окружающей среды, °С	от - 60 до + 48
Диаметр подвешиваемых труб, мм	73

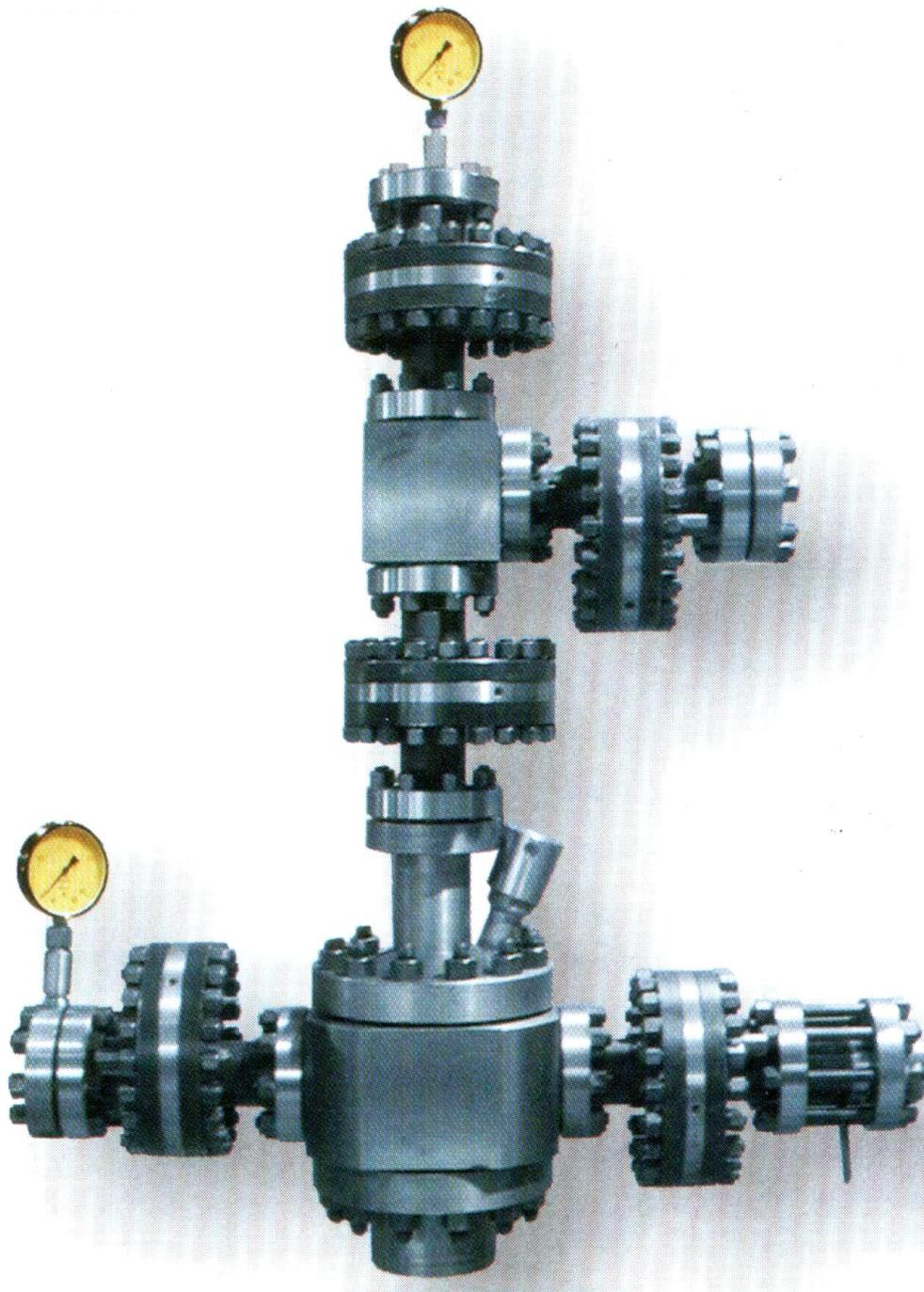


Рис. 12. Фонтанная арматура АФК1 (АФК1Ш) – 65 × 21 К1 (К2)

Задвижка дисковая штуцерная ЗДШ 65 – 210 М (рис. 13) имеет комплект быстросменных металлокерамических дросселей с отверстиями 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10 и 12 мм.

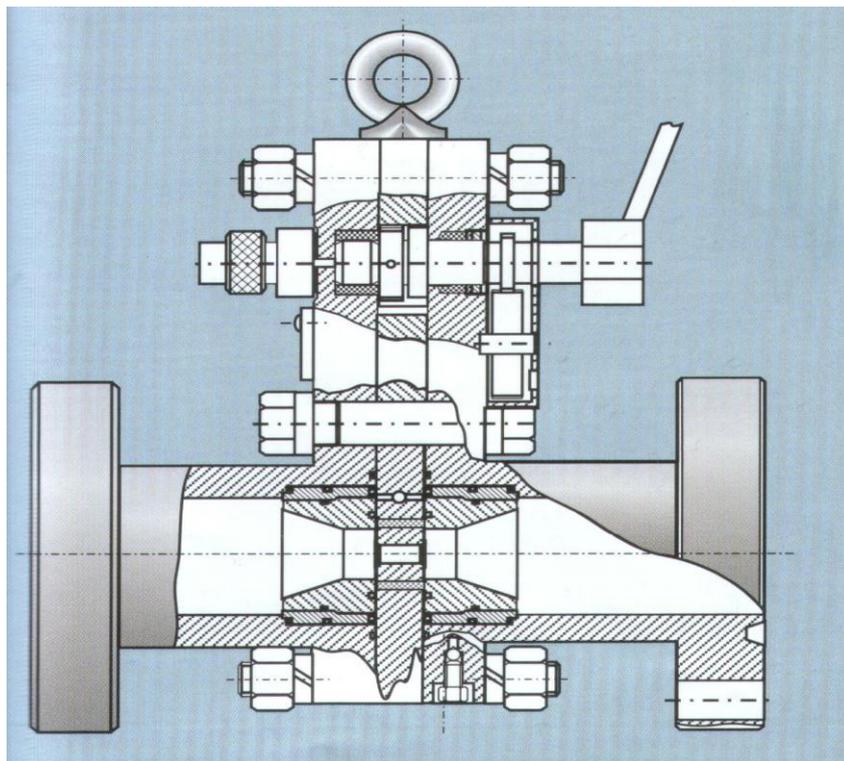
Она предназначена для ступенчатого регулирования расхода жидкости (вода, нефть и т.п.) и может устанавливаться на устье фонтанных или нагнетательных скважин и на трубопроводах высокого давления. Дроссели, изготовленные из металлокерамики, характеризуются высокой износостойкостью и долговечностью. Данная задвижка удобна при замене дросселя на другой диаметр, т.к. замена производится одним оператором в течение нескольких минут без снижения давления в системе.

Дисковая задвижка может выдерживать нагрузку на фланцевые соединения до 50 тонн, процесс закрытия и открытия рукоятки может быть механизирован. Она сохраняет свою работоспособность при температуре окружающего воздуха до минус 60 °С. Детали задвижки для работы в контакте с агрессивной средой изготавливаются из высоколегированной хромистой стали. В табл. 4 представлены некоторые технические характеристики такой задвижки.

Таблица 4

Техническая характеристика задвижки дисковой штуцерной
ЗДШ 65 – 210 М

Диаметр условного прохода, мм	2 – 12 (18)
Условное рабочее давление, МПа	21
Рабочая среда	Вода техническая, продукция нефтяных и газовых скважин
Температура окружающей среды, °С	от- 60 –до + 45
Температура рабочей среды, °С	Не более 100
Габаритные размеры, мм	
▪ высота	310
▪ длина	350
▪ диаметр патрубков	195
Масса, кг	75
Полный срок службы	Не менее 15 лет



а) задвижка в разрезе



б) внешний вид задвижки с комплектом металлокерамических штыцеров

Рис. 13. Задвижка дисковая штыцерная ЗДШ 65 – 210 М.

8. АРМАТУРА НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

Для повышения нефтеотдачи пластов используют метод поддержания пластового давления закачкой воды или газа в пласт. Рабочие агенты поступают в пласт через *скважины*, называемые *нагнетательными*.

Конструкция *арматуры нагнетательных скважин* должна обеспечивать возможность:

- закачки предусмотренных в проектах объемов воды (газа) и проведения геолого-технических мероприятий при заданных рабочих термобарических условиях;
- производства всех видов ремонтов и исследований с использованием соответствующих оборудования, аппаратуры, приборов и инструментов;
- надежного разобщения отдельных пластов и объектов разработки.

Нагнетательная арматура предназначена:

- ◆ для герметизации устья нагнетательных скважин в процессе нагнетания в скважину воды (газа);
- ◆ для выполнения ремонтных работ;
- ◆ для проведения исследовательских работ и мероприятий по повышению приемистости пласта, осуществляемых без прекращения закачки.

Нагнетательная арматура устанавливается на верхний фланец колонной головки и состоит из *трубной обвязки (трубной головки)* и *нагнетательной елки*.

Трубная обвязка предназначена:

- для герметизации затрубного пространства;
- для подвески колонны НКТ;
- для проведения различных технологических операций;
- для исследовательских и ремонтных работ.

На рис. 14 представлена *трубная обвязка* для крепления одного ряда НКТ (слева) и двух рядов НКТ (справа).

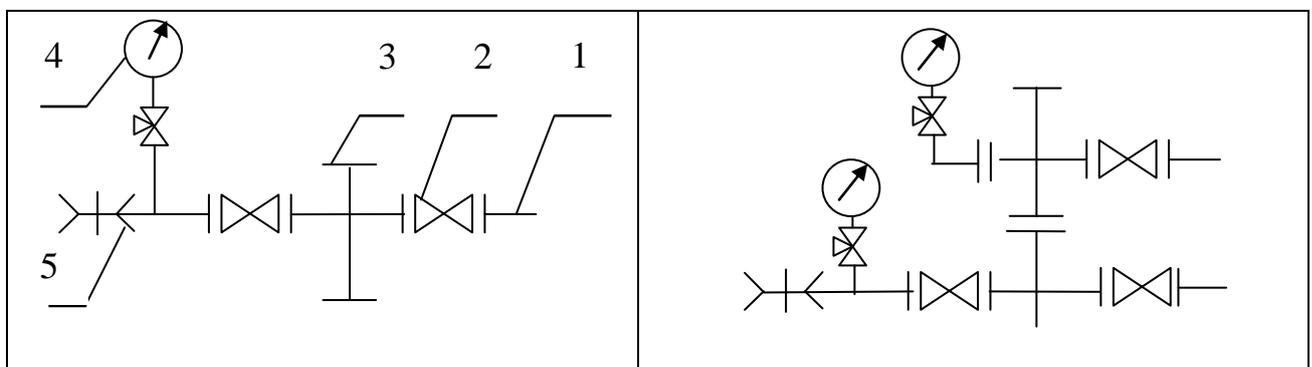


Рис. 14. Схемы трубных обвязок нагнетательных арматур:

- 1 – ответный фланец; 2 – запорное устройство; 3 – крестовина; 4 – манометр;
5 – быстросъемное соединение.

Трубная обвязка состоит из ответного фланца 1, запорных устройств 2, крестовика 3, манометра 4 и быстросменного соединения 5.

На верхний фланец трубной обвязки устанавливается *нагнетательная елка*.

Нагнетательная елка служит для закачки жидкости и газа через НКТ.

На рис. 15 представлены две схемы нагнетательных елок – тройниковая (слева) и крестовая (справа).

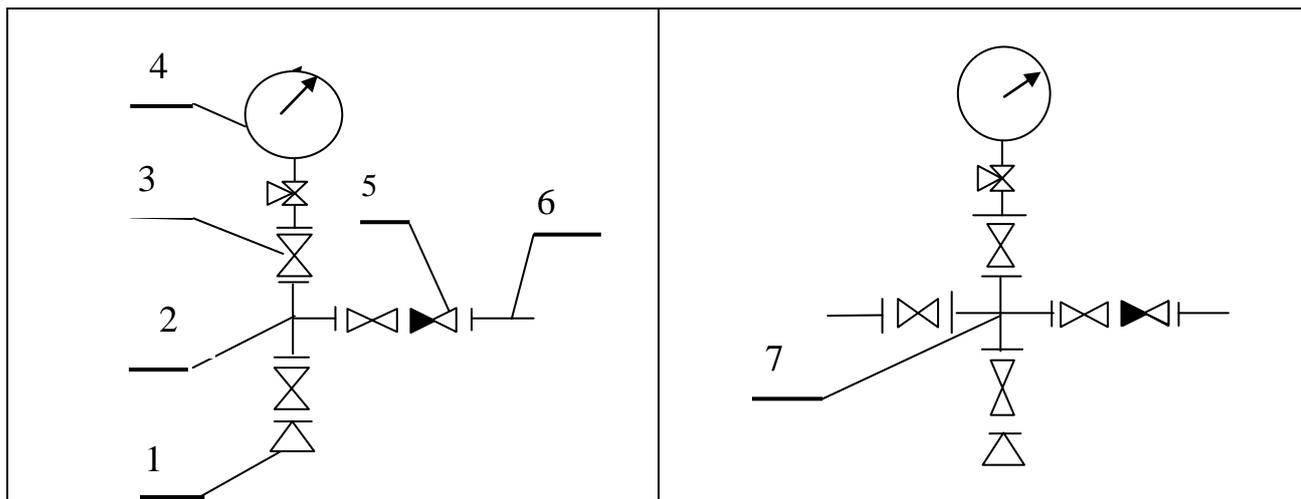


Рис. 15. Схемы нагнетательных елок:

- | | |
|---|----------------------|
| 1 – переводник к трубной головке; | 5 – обратный клапан; |
| 2 – тройник; | 6 – ответный фланец; |
| 3 – запорное устройство; | 7 – крестовина; |
| 4 – манометр с запорно-разрядным устройством. | |

Основные параметры *нагнетательных арматур* представлены в табл. 5 (ГОСТ 13846-89).

Таблица 5

Техническая характеристика нагнетательных арматур

Условный проход, мм			Рабочее давление, МПа
ствола елки	боковых отводов елки	боковых отводов трубной головки	
50	50	50	14, 21, 35
65	50, 65	50, 65	
80	65, 80		21, 35

На Воткинском заводе «ТЕХНОВЕК» начался выпуск нагнетательной арматуры, на которую устанавливается штуцерная задвижка ЗДШ 65 -210 М (рис. 16).

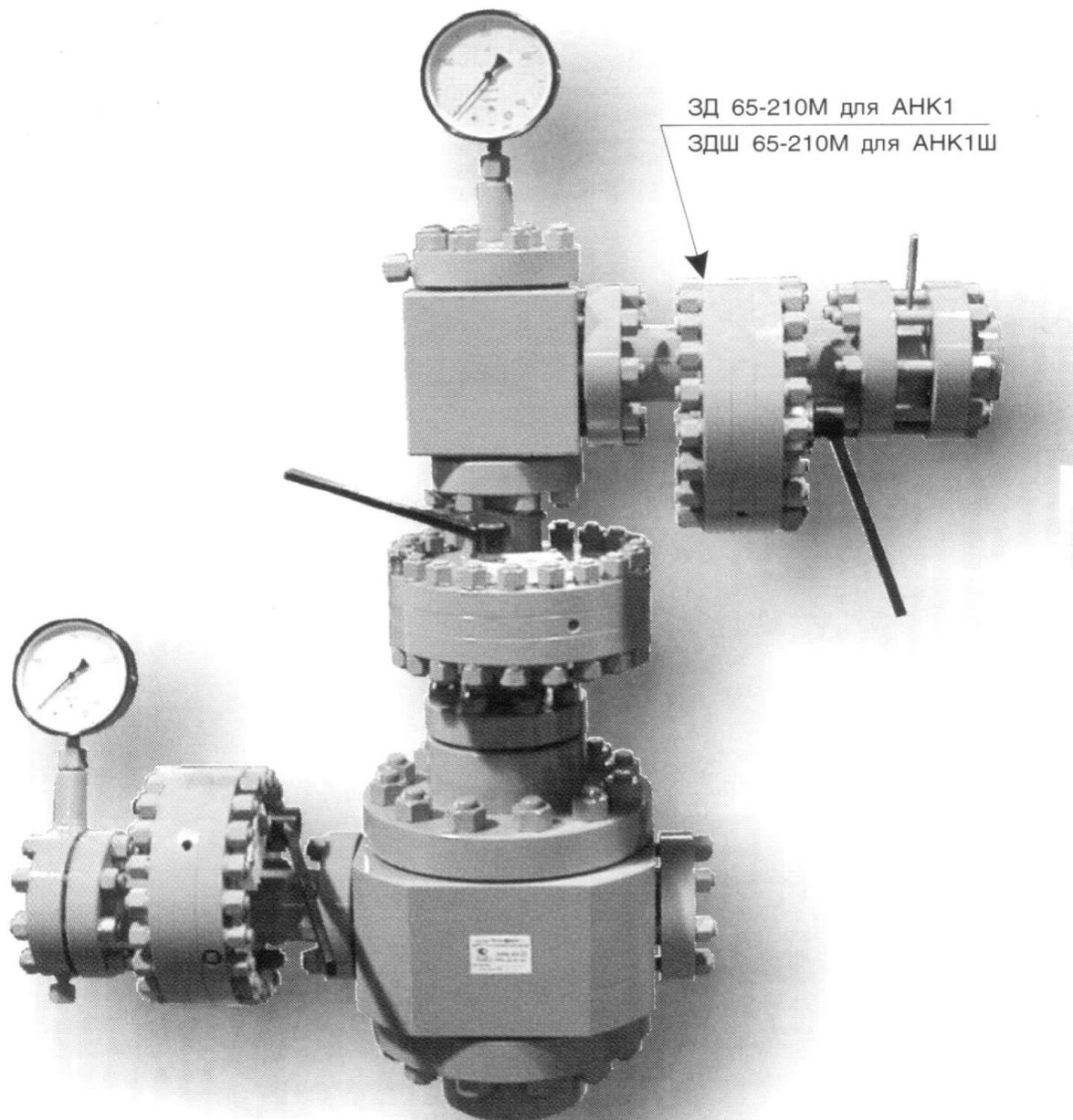


Рис. 16. Арматура устьевая нагнетательная АНК(АНК1Ш)-65×21К1(К2)
с технической характеристикой:

максимальное рабочее давление
условный проход
температура окружающей среды
диаметр подвешиваемых труб

21 МПа (210 кг/см²);
65 мм;
от – 60 до + 48 °С;
НКТ 73 мм.

На этом же предприятии выпускается нагнетательная арматура, на которой вместе с задвижкой ЗДШ – 65 × 210М устанавливается угловой дроссель ДР1-50×21 (рис. 17). Угловой дроссель предназначен для «тонкого» регулирования расхода жидкости. В комплекте данная арматура представлена в приложении 3.

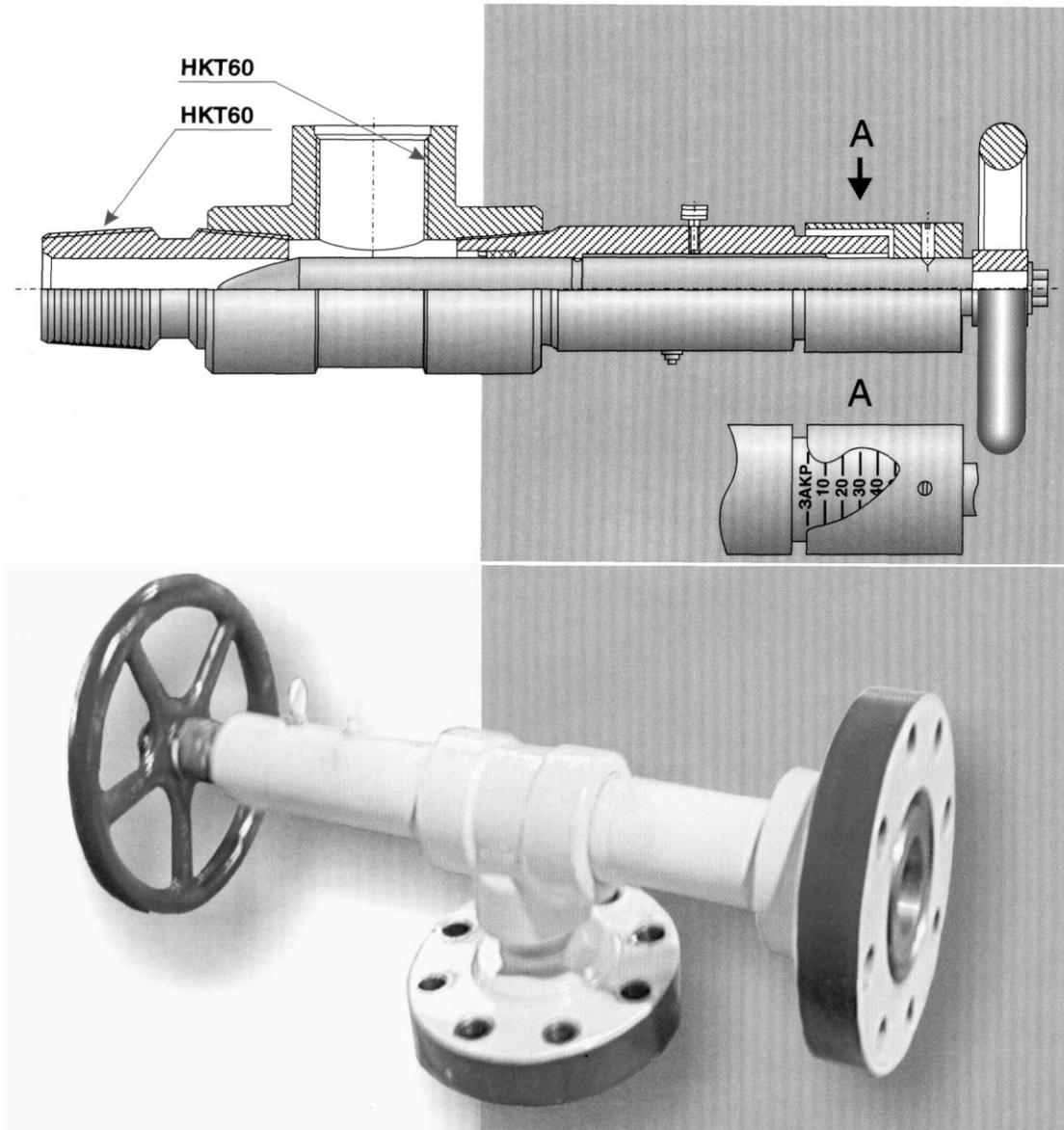


Рис. 17. Дроссель угловой Др1 – 50 × 21
с технической характеристикой:

максимальное рабочее давление
условный проход
габаритные размеры
масса
общий срок эксплуатации

21 МПа (210 кг/ см²);
50 мм;
440×250×250 мм;
7,3 кг
15 лет.

10. МАНИФОЛЬД

Боковые струны устьевого арматуры оканчиваются ответными фланцами для подсоединения к линиям *манифольда* с целью направления продукции скважины к внутрипромысловым нефтепроводам, газопроводам, водопроводам. По *манифольду* в трубное или затрубное пространство скважины могут направляться различные технологические жидкости и растворы.

Манифольд представляет собой сочетание трубопроводов и запорных устройств и клапанов, обвязывающих *устьевую арматуру*. *Манифольд* также служит для подключения к трубному и затрубному пространствам агрегатов для проведения различных операций при пуске, эксплуатации и ремонте скважин.

11. КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

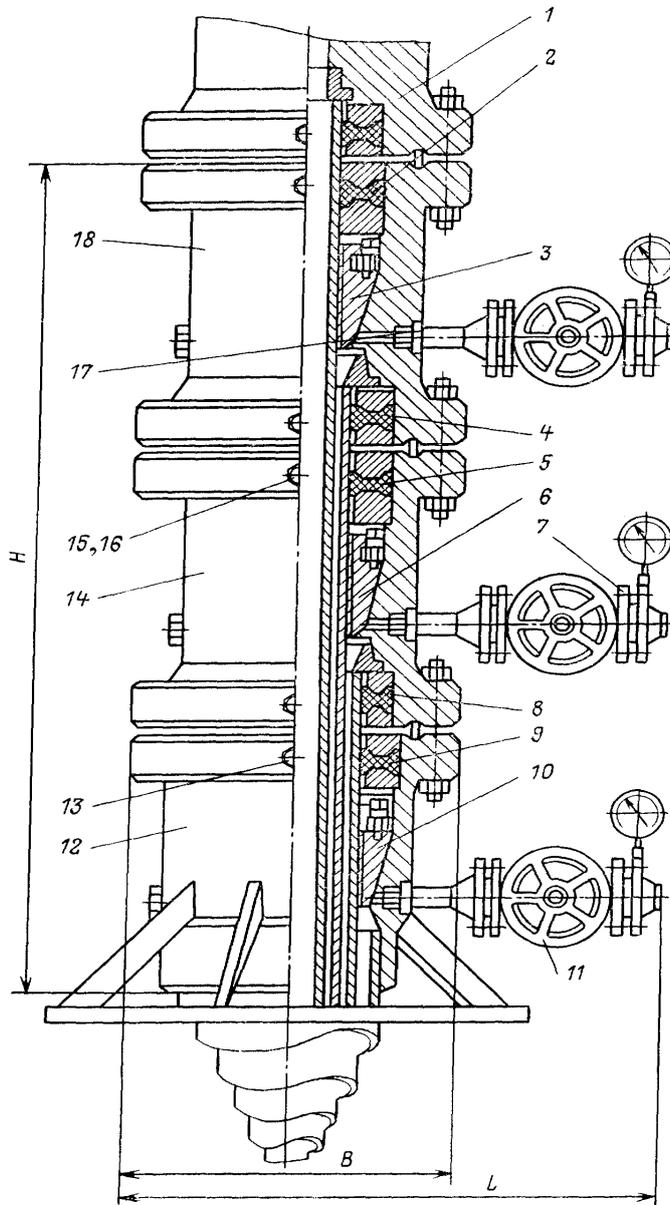
- 1). Что такое фонтанный способ эксплуатации скважины?
- 2). Почему период фонтанирования газовых скважин частократно больше, чем нефтяных?
- 3). Для чего предназначена колонная головка?
- 4). Перечислить основные составляющие фонтанной арматуры.
- 5). Для чего предназначена трубная головка?
- 6). Какое количество колонн НКТ может быть установлено на трубную обвязку?
- 7). Способы подвешивания колонн НКТ к трубной обвязке.
- 8). Назначение фонтанной елки.
- 9). Сколько существует схем фонтанных елок?
- 10). Назначение дросселирующих устройств и где они устанавливаются.
- 11). Какая информация помещена в шифре устьевого арматуры?
- 12). На какие рабочие давления изготавливается фонтанная арматура?
- 13). Назвать два основных вида дросселирующих устройств. Пояснить их принципиальное различие.
- 14). Дать сравнительную характеристику тройниковых и крестовых фонтанных елок?
- 15). Какие контролирующие приборы и устройства устанавливаются на фонтанной арматуре?

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры и технологические требования к конструкции: ГОСТ 13846-89. – Введ. 01.01.90. – М.: Издательство стандартов, 1989. – 12 с.
2. Гвоздев Б.П., Гриценко А.И., Корнилов А.Е. Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: Справочное пособие. – М.: Недра, 1988. – 575 с.
3. Молчанов Г.В., Молчанов А.Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1984. – 464 с.
4. Нефтепромысловое оборудование: Справочник/ Под ред. Е.И. Бухаленко. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1990. – 559 с.
5. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1983. – 510 с.

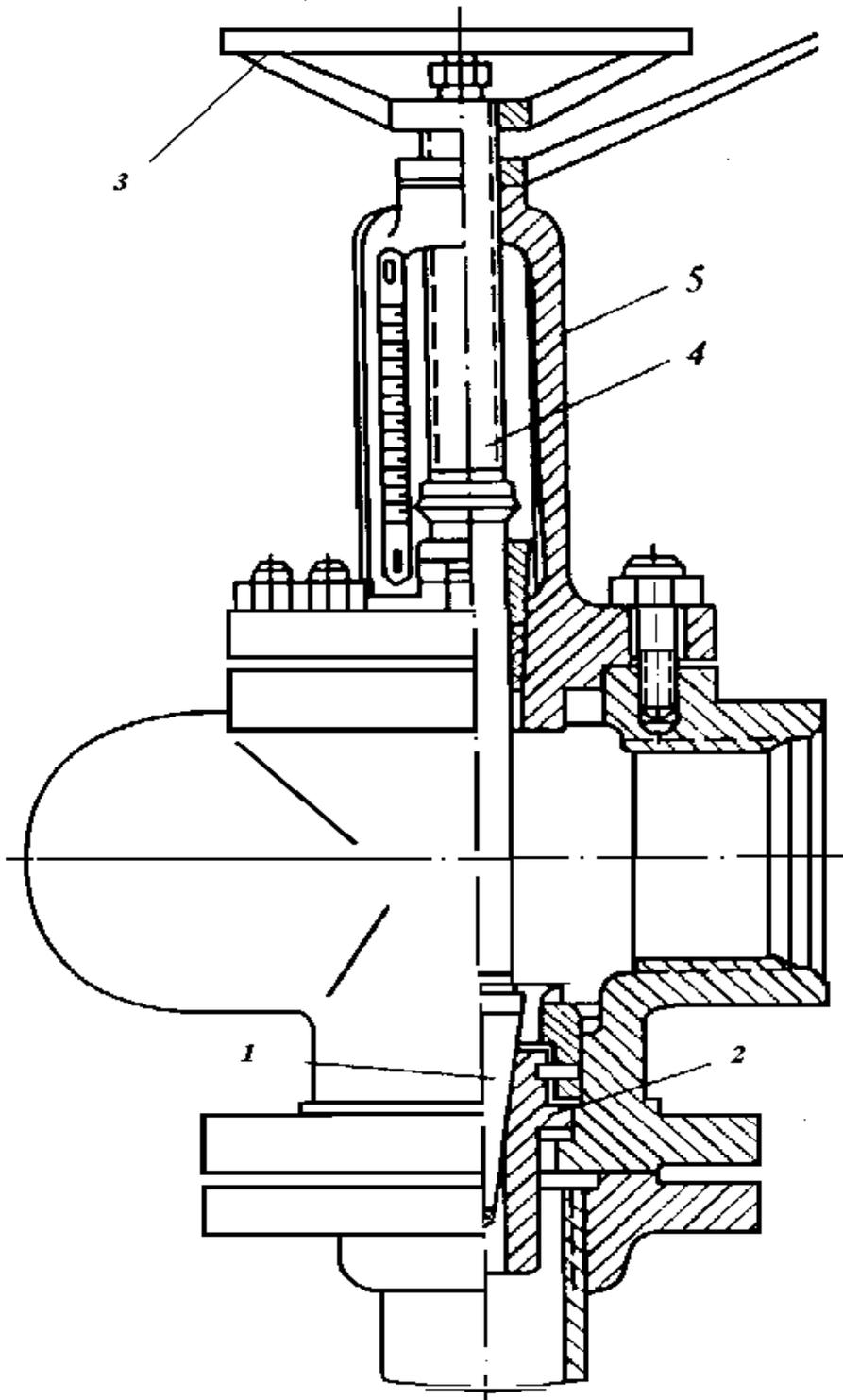
СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
1. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ	4
2. АРМАТУРА ФОНТАННЫХ СКВАЖИН	8
3. ТРУБНАЯ ОБВЯЗКА	10
4. ФОНТАННАЯ ЕЛКА	13
5. ДРОССЕЛИ	15
6. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ФОНТАННЫХ АРМАТУР	17
7. НОВЫЕ МОДИФИКАЦИИ ФОНТАННЫХ АРМАТУР	18
8. АРМАТУРА НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН	22
9. ШИФР АРМАТУР	26
10. МАНИФОЛЬД	27
11. КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ	27
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	28
ПРИЛОЖЕНИЕ 1	30
ПРИЛОЖЕНИЕ 2	31
ПРИЛОЖЕНИЕ 3	32



Колонная обвязка клиньевого типа:

- 1 – крестовина; 2, 4, 5, 8 и 9 – пакеры; 3, 6 и 10 – подвески;
 7 – манифольд нижней промежуточной (средней) колонной головки;
 11 – манифольд нижней колонной головки; 12 – нижняя колонная головка;
 13, 15 и 16 – нагнетательные клапаны;
 14 – промежуточная (средняя) колонная головка;
 17 – манифольд промежуточной (верхней) колонной головки;
 18 – промежуточная (верхняя) колонная головка;
 Н – высота; В – ширина; L – длина.



Регулируемый дроссель:

1 – игла-наконечник; 2 – втулка дросселя; 3 – маховик; 4 – шток;
5 – стойка.



Комплект устья АНКШ – 65 × 21 К1 (К2) М1 КУ -

