

Никишенко С.Л.

# Нефтегазопромысловое оборудование

*УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ  
2-Е ИЗДАНИЕ*

Допущено Управлением кадров  
и социальной политики Минэнерго России  
в качестве учебного пособия для студентов  
средних специальных учебных заведений  
нефтегазового профиля

**I—ШШШШъ**  
Чайковского  
! промышленно-гуманигарного  
I ^ колледжа

Издательство «Ин-Фолио»  
Волгоград - 2008

УДК 665.5  
ББК 35.514-5Я73  
Н583

Рецензенты:

**Покрепин Б. В.** - преподаватель Жирновского нефтяного техникума, член совета учебно-методического кабинета по горному, нефтяному и энергетическому образованию;  
**Гомер В. В.** - главный механик Жирновского НГДУ ОАО «Лукойл Нижневожскнефть»;  
**Коземаслов В. В.** - преподаватель спецдисциплин Октябрьского нефтяного колледжа;  
**Малинский В. Ю.** - преподаватель Ишимбайского нефтяного колледжа.

**Никишенко С. Л.**

Нефтегазопромисловое оборудование: Учебное пособие. - Волгоград: Издательство «Ин-Фолио», 2008. - 416 с: ил.

ISBN 978-5-903826-02-5

В пособии рассмотрены теоретические основы работы объемных и динамических насосов и компрессоров, применяемых на нефтяных и газовых промыслах: представлено оборудование фонтанных, газлифтных и глубин-насосных скважин; описаны установки, агрегаты и инструменты, в том числе и ловильные, для ремонта скважин, оборудование для технологических процессов и механизации работ. Автор приводит необходимые сведения по ремонту, монтажу и техническому обслуживанию оборудования по безопасности эксплуатации машин и механизмов.

Учебное пособие предназначено для студентов и преподавателей средних специальных учебных заведений.

**УДК 665.5**  
**ББК35.514-5Я73**

**ISBN 978-5-903826-02-5**

© С. Л. Никишенко, 2008  
© Издательство «Ин-Фолио», 2008  
© Оформление Издательский Дом «Линия График Кострома», 2008

## ПРЕДИСЛОВИЕ

В данном учебном пособии все разнообразие нефтегазопромыслового оборудования систематизировано по определенному принципу.

В первых трех разделах рассматриваются гидравлические машины и компрессоры: гидравлика насосных и компрессорных установок принцип подбора оборудования, регулирование его работы и эксплуатация.

Большую часть учебного пособия составляет четвертый раздел «Оборудование для эксплуатации скважин», в котором рассмотрено оборудование для фонтанной и газлифтной эксплуатации скважин, где наибольшее внимание уделено установкам для механизированной добычи нефти, а также представлены конструкции установок, описана область их применения, приведены расчеты и подбор как наземного, так и подземного оборудования, монтаж и техническое обслуживание этих установок.

Независимо от способа эксплуатации месторождения на скважинах, в случае необходимости, производят подземный или капитальный ремонт. Для проведения работ, связанных с этими операциями, применяются агрегаты и подъемники, оборудование и инструмент, которые подробно описаны в пятом разделе. Достаточное внимание здесь уделено изучению конструкций различных агрегатов, принципу их работы и рассмотрению кинематических схем. Конечно, по мере развития техники и технологий проведения ремонтов скважин какие-то агрегаты, оборудование и инструменты будут морально и физически устаревать, на смену им будет создаваться более современная техника, но, изучив представленные конструкции, легко можно будет разобраться и в новых.

В шестом и седьмом разделах учебного пособия приведено оборудование для механизации работ и проведения технологических процессов: рассмотрено наземное оборудование, его внешний вид, конструкция, принцип работы, область применения и в некоторых случаях кинематическая схема.

В учебном пособии не приводятся технические характеристики оборудования, так как это привело бы к резкому увеличению объема пособия.

# Тема 1

## Насосы объемного действия

Насос - это гидравлическая машина, предназначенная для преобразования механической энергии двигателя, приводящего его в действие, в гидравлическую энергию перекачиваемой жидкости.

Основные особенности объемных насосов следующие:

1. Наличие рабочих камер (полостей), периодически сообщающихся с всасывающим и нагнетательным патрубками.
2. Нагнетательный патрубок геометрически изолирован от всасывающего.
3. Подача перекачиваемой жидкости неравномерная.
4. Количество жидкости, подаваемой насосом, не зависит от развиваемого давления.
5. Максимальный развиваемый напор теоретически не ограничен и определяется мощностью двигателя, прочностью деталей насоса и нагнетательного трубопровода.

Объемные насосы применяют для извлечения из скважин нефти, перекачивания нефти по трубопроводам, подачи в скважины различных реагентов. Помимо этого насосы объемного действия применяют при промывке и обработке скважин, гидравлическом разрыве пласта, т.е. тогда, когда необходимо перекачивать сравнительно небольшой объем жидкости, содержащий абразивную взвесь, растворенный газ, химически активные компоненты.

### Вопрос 1.1. Классификация поршневых насосов

1. По способу приведения в действие:

1.1. Приводные, в которых поршень приводится в движение шатунно-кривошипным механизмом от отдельно расположенного двигателя, присоединенного к насосу при помощи той или иной передачи;

1.2. Прямого действия, в которых возвратно-поступательное движение поршня насоса обеспечивается от гидравлического (пневматического) цилиндра, представляющих вместе с насосом один агрегат;

1.3. Ручные.

2. По роду органа, вытесняющего жидкость:

2.1. Поршневые (рис. 1.1. а, в, г), имеющие поршень в форме диска;

2.2. Плунжерные (рис. 1.1. б), поршень которых выполнен в виде длинного цилиндра (плунжера);

2.3. Диафрагменные (рис. 1.1. д, е, ж), в которых объем рабочей камеры образован стенками клапанной коробки и перемещающейся диафрагмой. В зависимости от конструкции диафрагма может быть пассивной (рис. 1.1. д, е) или активной (рис. 1.1. ж).

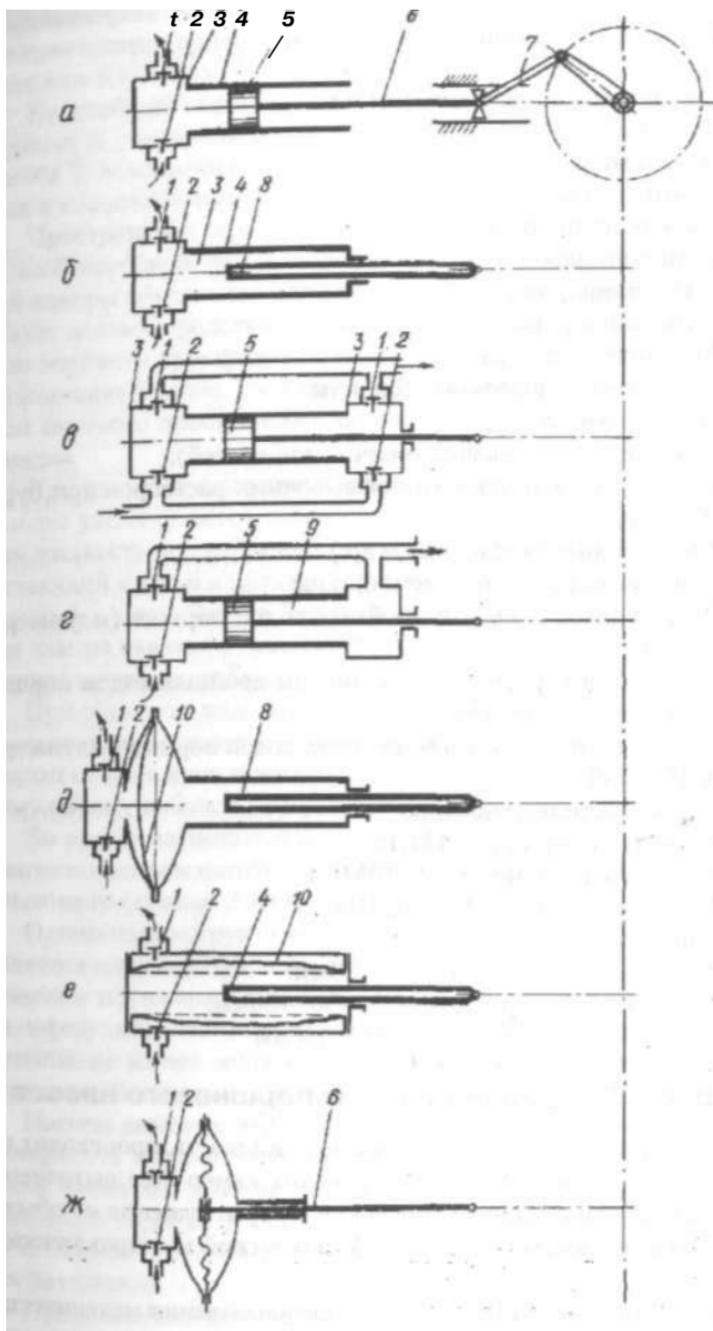


Рис. 1.1. Схемы поршневых насосов

3. По способу действия:
  - 3.1. Одинарного действия (рис. 1.1. а, б);
  - 3.2. Двойного действия (рис. 1.1. в);
  - 3.3. Дифференциальные (рис. 1.1. г).
4. По расположению цилиндра:
  - 4.1. Горизонтальные;
  - 4.2. Вертикальные.
5. По числу цилиндров:
  - 5.1. Одноцилиндровые;
  - 5.2. Двухцилиндровые;
  - 5.3. Трехцилиндровые;
  - 5.4. Многоцилиндровые.
6. По роду перекачиваемой жидкости:
  - 6.1. Обыкновенные;
  - 6.2. Горячие (для перекачки горячих жидкостей);
  - 6.3. Буровые (для перекачки промывочных растворов при бурении скважин и др.);
  - 6.4. Специальные (кислотные и др.).
7. По быстроходности рабочего органа:
  - 7.1. Тихоходные, с числом двойных ходов поршня (плунжера) в минуту 40-80;
  - 7.2. Средней быстроходности, с числом двойных ходов поршня (плунжера) в минуту 80-150;
  - 7.3. Быстроходные, с числом двойных ходов поршня (плунжера) в минуту 150-350.
8. По развиваемому давлению:
  - 8.1. Малого давления  $P < 1\text{МПа}$ ;
  - 8.2. Среднего давления  $P = 1...10\text{МПа}$ ;
  - 8.2. Высокого давления  $P > 10\text{МПа}$ .
9. По подаче:
  - 9.1. Малые, диаметр поршня  $D < 50\text{мм}$ ;
  - 9.2. Средние, диаметр поршня  $D = 50...150\text{мм}$ ;
  - 9.3. Большие, диаметр поршня  $D > 150\text{мм}$ .

### **Вопрос 1.2. Принцип работы поршневого насоса**

В поршневом насосе, перекачивающем жидкость, происходит очередное заполнение жидкостью рабочих камер и ее вытеснение в результате соответственно увеличения или уменьшения их объема.

Поршневые насосы состоят из механической и гидравлической частей.

Гидравлическая часть служит для преобразования механической энергии поршня или плунжера в механическую энергию жидкости.

Механическая часть предназначена для преобразования движения входного звена привода в возвратно-поступательное движение поршня или плунжера.

Простейший поршневой насос (рис. 1.1. а) состоит из цилиндра 4, поршня 5, соединенного при помощи штока 6 с приводной частью насоса 7, всасывающего 2 и нагнетательного 1 клапанов, размещенных в клапанной коробке 3.

Пространство, ограниченное поршнем, стенками цилиндра и клапанной коробкой, называется рабочей камерой насоса. Объем рабочей камеры обусловлен положением поршня: минимальный соответствует левому предельному положению поршня и называется объемом мертвого пространства, максимальный – предельному правому положению поршня. Разница между максимальным объемом и объемом мертвого пространства называется полезным объемом рабочей камеры.

При движении поршня вправо (ход всасывания) объем рабочей камеры увеличивается, а давление в ней уменьшается. Перекачиваемая жидкость под действием атмосферного давления открывает всасывающий клапан и заполняет рабочую камеру. В это время нагнетательный клапан закрыт. Таким образом, при ходе всасывания рабочая камера связана с всасывающим патрубком и изолирована от нагнетательного патрубка.

При обратном ходе поршня в рабочей камере создается давление, превышающее давление в нагнетательном патрубке, нагнетательный клапан открывается и жидкость, по объему соответствующая полезному объему рабочей камеры вытесняется.

Во время нагнетательного хода рабочая камера насоса связана с нагнетательным патрубком (клапан 1 открыт) и изолирована от всасывающего (клапан 2 закрыт)

Одним из конструктивных вариантов насоса одинарного действия является плунжерный, или скальчатый, насос (рис. 1.1. б). При перемещении плунжера 8 в цилиндре 4 изменяется объем рабочей камеры, в результате чего происходит всасывание в рабочую камеру или вытеснение из нее жидкости через клапаны 2 и 1, как у насоса одинарного действия.

Насосы двойного действия (рис. 1.1. в) позволяют увеличить равномерность подачи без существенного усложнения конструкции. Насос имеет две рабочие камеры – слева и справа от поршня 5, две клапанные коробки 3, каждая из которых имеет всасывающие 1 и нагнетательные 2 клапаны. Всасывающий и напорный патрубки общие для двух камер.

При движении поршня влево жидкость из всасывающего патрубка поступает в правую полость, а жидкость, находящаяся в левой

полости, вытекает в нагнетательный патрубок. При движении поршня вправо всасывание происходит в левой полости, а нагнетание - из правой, т. е. каждая камера работает как насос простого действия.

Дифференциальный насос (рис. 1.1. г) имеет также две камеры. Левая камера имеет всасывающий 2 и нагнетательный 1 клапаны, правая вспомогательная камера клапанов не имеет. При движении поршня 5 вправо в левой камере происходит всасывание - жидкость через всасывающий клапан 2 поступает из всасывающего патрубка в левую рабочую камеру. Нагнетательный клапан 1 при этом закрыт, а жидкость, вытесняемая из правой вспомогательной рабочей камеры, поступает в нагнетательный патрубок. При ходе поршня влево жидкость вытесняется через нагнетательный клапан 1 во вспомогательную камеру 9, объем которой увеличивается, а оставшаяся часть жидкости идет в нагнетательный патрубок. Таким образом, независимо от направления движения поршня происходит подача жидкости.

Диафрагменные насосы (рис. 1.1. д, е, ж) отличаются от рассматриваемых конструкций наличием диафрагмы 10, образующей вместе с корпусом и клапанами рабочую камеру насоса.

Работа диафрагменного насоса (рис. 1.1. д, е) аналогична работе насоса одинарного действия: при движении плунжера 8 вправо происходит изменение объема рабочей камеры, диафрагма прогибается, перекачиваемая жидкость поступает через всасывающий клапан в рабочую камеру. При движении плунжера влево объем рабочей камеры уменьшается и перекачиваемая жидкость через напорный клапан вытесняется в нагнетательный патрубок.

В зависимости от конструкции насоса различаются «пассивные» и «активные» диафрагмы. В первом случае (рис. 1.1. д, е) диафрагма предназначена только для разделения перекачиваемой жидкости и жидкости, передающей энергию от плунжера. При этом перепад давлений на диафрагме минимальный и обусловлен потерями энергии на ее деформацию. Во втором случае (рис. 1.1. ж) диафрагма передает усилие от штока 6 на жидкость и находится под давлением, развиваемым насосом. Малая прочность диафрагм и их низкая усталостная прочность обуславливают применение «пассивных» диафрагм в насосах, работающих при высоких давлениях и малом числе качаний, и «активных» диафрагм в насосах, обеспечивающих низкие давления при большом числе качаний (топливные системы ДВС).

### **Вопрос 1.3. Закон движения поршня насоса**

Закон движения поршня насоса обусловлен кинематикой кривошипно-шатунного механизма (рис. 1.2. а)

Вал кривошипа приводится во вращение двигателем с постоянной угловой скоростью  $\omega$ . При повороте кривошипа на угол  $\alpha$  поршень переместится от крайнего левого положения В' на величину

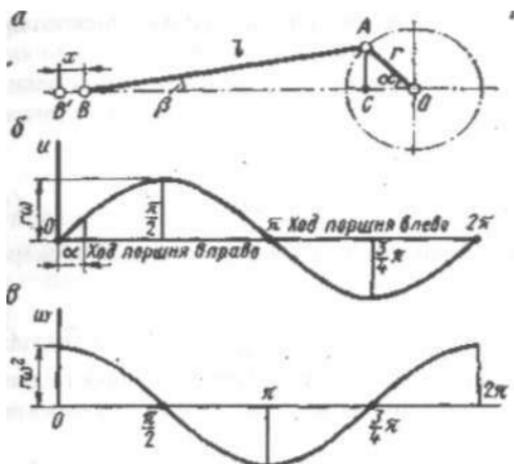


Рис. 12. Кривошипно-шатунный механизм

$$x = OB - OB'$$

где

$$OB' = l + r$$

$$OB = BC + CO$$

Из прямоугольных треугольников  $BAC$  и  $CAO$  следует, что  $BC = BA \cdot \cos\beta$ ;  $CO = OA \cdot \cos\alpha$ , откуда:

$$x = l + r - l \cdot \cos\beta - r \cdot \cos\alpha = l \cdot (1 - \cos\beta) + r \cdot (1 - \cos\alpha)$$

Из треугольника  $BAO$  при максимальном значении угла  $\beta$ ,

$$\operatorname{tg}\beta_{\max} = r/l = \sin\beta_{\max}$$

В кривошипно-шатунных механизмах отношение  $r/l = 0,2$ , тогда

$$\cos\beta = \sqrt{1 - \sin^2\beta} = \sqrt{1 - 0,2^2} \approx 0,98,$$

а так как  $\cos\beta \approx 1$ , то первый член уравнения  $l \cdot (1 - \cos\beta)$  близок к нулю. Пренебрегая первым членом уравнения, получим

$$x = r \cdot (1 - \cos\alpha).$$

Но, так как  $\alpha = \omega \cdot t$ , тогда

$$x = r \cdot (1 - \cos\omega \cdot t).$$

Линейная скорость поршня равна первой производной от пути  $x$  по времени  $t$ :

$$u = \frac{dx}{dt} = r \cdot \sin\alpha \cdot \frac{d\alpha}{dt} \quad (1.1)$$

Угол поворота  $a$  выражен в радианах. Взяв первую производную от него, получим угловую скорость:

$$\frac{da}{dt} = \omega = \frac{2 \cdot \pi \cdot n}{60}$$

В результате,

$$u = r \cdot \omega \cdot \sin \alpha \quad (1.2)$$

Ускорение поршня равно первой производной от скорости по времени  $t$

$$a = \frac{du}{dt} = r \cdot \omega \cdot \cos \alpha \cdot \frac{da}{dt} = r \cdot \omega^2 \cdot \cos \alpha \quad (1.3)$$

Из полученных выражений следует, что скорость движения поршня изменяется по синусоидальному закону, а ускорение - по косинусоидальному.

При движении поршня (рис. 1.2 б) от левого крайнего положения В' скорость его увеличивается и достигает максимума при вертикальном положении кривошипа (угол  $\alpha = \pi/2$ ;  $u_{\max} = r \cdot \omega$ ). При дальнейшем перемещении поршня к правому крайнему положению скорость его убывает и равна нулю при  $\alpha = \pi$ . При повороте кривошипа на угол  $\pi$  описанный процесс возрастания и убывания скорости по абсолютной величине повторяется, но направление скорости при этом противоположное.

Закон изменения ускорения (рис. 1.2 в) поршня характеризуется косинусоидальной зависимостью, т. е. максимальное ускорение соответствует углу поворота кривошипа  $\alpha = 0$ , при увеличении  $\alpha$  оно убывает и в момент достижения поршнем максимальной скорости становится равным нулю. При дальнейшем повороте кривошипа скорость движения поршня уменьшается, ускорение становится отрицательным и достигает своего минимального значения при остановке поршня в крайнем правом положении, после чего поршень начинает разгоняться и весь процесс повторяется.

#### **Вопрос 1.4. Средняя подача поршневых насосов всех типов**

Подачей насоса называется количество жидкости, нагнетаемое насосом за единицу времени.

Средняя теоретическая подача поршневого насоса определяется суммой объемов описываемых поршнями в единицу времени.

Примем следующие обозначения:

$F$  - площадь сечения поршня или плунжера в  $m^2$ ;

$S$  - длина хода поршня в  $m$ ;

$n$  - число двойных ходов поршня в минуту;

$V$  - объем, описанный поршнем за один ход в  $\text{м}^3$ ;

$Q$  - теоретическая подача насоса в  $\text{м}^3/\text{с}$

**Подача насоса простого действия.** При ходе всасывания в цилиндре освобождается объем:

$$V = F \cdot S \cdot \lambda$$

Этот объем заполняется всасываемой жидкостью. При ходе нагнетания этот же объем жидкости нагнетается в напорный трубопровод, следовательно  $V$  - теоретическая подача насоса за один двойной ход поршня.

Теоретическая подача насоса в 1 секунду:

$$Q_m = \frac{F \cdot S \cdot n}{60} \cdot \lambda \quad (1.4)$$

**Подача насоса двойного действия.** При ходе поршня вправо (см. рис. 1.1. в) в левую камеру поступает объем жидкости, равный  $F \cdot S$ , а при обратном в правую камеру поступает объем  $(F - f) \cdot S$ , где  $f$  - площадь сечения штока, уменьшающая полезный объем цилиндра.

Тогда при одном двойном ходе теоретический объем жидкости, поступающей в насос и нагнетаемый им, составит:

$$F \cdot S + (F - f) \cdot S = F \cdot S + F \cdot S - f \cdot S = (2 \cdot F - f) \cdot S$$

При этом теоретическая подача насоса двойного действия:

$$Q_m = \frac{(2 \cdot F - f) \cdot S \cdot n}{60} \quad (1.5)$$

**Подача трехпоршневого насоса простого действия.** подача такого насоса, состоящего из трех насосов простого действия, равна:

$$Q_m = \frac{3 \cdot F \cdot S \cdot n}{60} \quad (1.6)$$

### **Вопрос 1.5. Коэффициент подачи поршневых насосов, факторы на него влияющие**

Действительная подача насоса  $Q$  всегда меньше теоретической  $Q_m$ . Это обусловлено:

а) утечками жидкости через уплотнения штока или поршня в атмосферу;

б) перетоком жидкости через уплотнения поршня внутри цилиндра;

- в) утечками жидкости в клапанах вследствие их негерметичности и запаздывания закрывания;
- г) подсосом воздуха через уплотнения сальника;
- д) дегазацией жидкости в цилиндре насоса вследствие снижения давления в рабочей камере;
- е) отставанием жидкости от движущегося поршня.

Утечки, перечисленные в пп. а), б) и в), учитываются коэффициентом утечек  $\eta_y$ , явления, перечисленные в пп. г) д) и е), - коэффициентом наполнения  $\eta_n$

Произведение коэффициентов утечек и наполнения называется коэффициентом подачи  $\eta$ , который характеризует отношение действительной подачи насоса к теоретической:

$$\eta = \eta_y \cdot \eta_n = \frac{Q_0}{Q_m} \quad (1-7)$$

Коэффициент подачи зависит от качества уплотнений, степени их изношенности, свойств перекачиваемой жидкости и режима работы насоса. В реальных условиях коэффициент подачи колеблется от 0,85 до 0,98.

### Вопрос 1.6. Графики подачи поршневых насосов

**Насос одинарного действия.** В правильно работающем насосе жидкость непрерывно следует за поршнем. Объем жидкости, подаваемой в каждый данный момент  $Q_m$ , равен мгновенной скорости поршня, умноженной на его площадь. Последняя - величина постоянная, следовательно, подача жидкости насосом изменяется так же, как изменяется скорость поршня.

Зная закон изменения скорости движения поршня с кривошипным приводом, получим выражение для определения мгновенного объема подаваемой жидкости:

$$Q_m = F \cdot u = F \cdot r \cdot \omega \cdot \sin\alpha$$

Так как правая часть полученного выражения отличается от скорости и только постоянным множителем F, то изменение подачи насоса в течение хода поршня может быть графически изображено также синусоидой (рис. 1.3. а), причем ординаты ее будут изображать мгновенные подачи жидкости.

**Насос двойного действия.** За один оборот кривошипа насоса жидкость вытесняется в напорный трубопровод дважды. Если не учитывать объема штока в одной из полостей насоса, то график подачи жидкости будет образован двумя положительными частями двух синусоид (рис. 1.3. б).

**Двухцилиндровый насос двойного действия.** Кривошипные двухцилиндровых насосов двойного действия смещены на  $90^\circ$  по отношению ДРУ<sup>+</sup> к ДРУ<sup>-</sup>. График подачи насосом жидкости будет образован четырьмя синусоидами (рис. 1.3. в). Характерно, что нулевых значений подачи насоса за полный оборот вала насоса при этом нет, т.е. жидкость поступает в нагнетательный трубопровод непрерывно.

**Трехцилиндровый насос одинарного действия.** Кривошipes насоса расположены под углом  $120^\circ$  один по отношению к другому, поэтому суммарная подача всех трех цилиндров будет характеризоваться графиком, полученным в результате сложения трех синусоид, сдвинутых на  $120^\circ$  по отношению друг к другу.

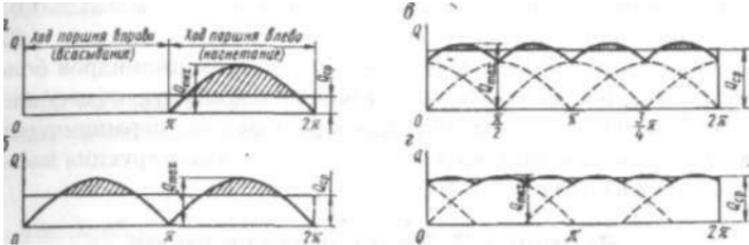


Рис. 1.3. Подача жидкости поршневыми насосами

Важнейший показатель, характеризующий насос объемного действия, - степень неравномерности его подачи, отражающая отношение максимальной подачи к средней за один оборот кривошипа. Степень неравномерности  $m$  может быть определена как отношение максимальной ординаты графика  $Q_{\max}$  к высоте прямоугольника, равновеликого по площади к этим графикам  $Q_{\text{cp}}$  (см. рис. 1.3).

$$m = \frac{Q_{\max}}{Q_{\text{cp}}}$$

Для одноцилиндрового насоса одинарного действия:

$$Q_{\max} = F \cdot r \cdot \omega = F \cdot \frac{S}{2} \cdot \frac{2 \cdot \pi \cdot n}{60} = \frac{F \cdot S \cdot \pi \cdot n}{60};$$

$$Q_{\text{cp}} = \frac{F \cdot S \cdot n}{60};$$

$$m = \frac{\frac{F \cdot S \cdot \pi \cdot n}{60}}{\frac{F \cdot S \cdot n}{60}} = \pi \approx 3,14,$$

т.е. максимальная подача превышает среднюю в 3,14 раза.

Неравномерная подача жидкости приводит к пульсации ее потока во всасывающем и нагнетательном трубопроводах, увеличивая нагрузку на привод насоса.

Неравномерность подачи насосов двойного действия и с большим числом цилиндров определяется аналогичным образом. Коэффициент неравномерности подачи жидкости для некоторых насосов имеет следующие значения:

Одноцилиндровый насос одинарного действия.....	3,14
Одноцилиндровый насос двойного действия.....	1,57
Двухцилиндровый насос двойного действия.....	1,1
Трехцилиндровый насос одинарного действия.....	1,047
Пятицилиндровый насос одинарного действия.....	1,021

Поршневые насосы с нечетным количеством цилиндров более совершенны, так как обеспечивают более равномерную подачу жидкости. Увеличение числа цилиндров больше трех нерационально, поскольку достигаемый эффект незначителен, а конструкция насоса резко усложняется.

### **Вопрос 1.7. Воздушные колпаки**

Для уменьшения колебания давления, обусловленного неравномерностью подачи насоса, применяют воздушные колпаки, устанавливая их на всасывающем и нагнетательном трубопроводах. Принцип действия воздушных колпаков заключается в их заполнении перекачиваемой жидкостью при увеличении мгновенной подачи выше средней и в опорожнении при уменьшении ее ниже средней.

В результате в напорном и всасывающем трубопроводах поддерживается постоянная скорость движения жидкости, и влияние сил инерции ее движения сводится к минимуму. Установка воздушных колпаков позволяет резко улучшить параметры насосов, повысить их подачу и надежность. Эффект от применения воздушных колпаков тем выше, чем больше неравномерность подачи насоса - в особенности у одноцилиндровых насосов одинарного и двойного действия.

Воздушный колпак (рис. 1.4) представляет собой цилиндрический сосуд, частично наполненный газом. При увеличении давления в трубопроводе жидкость, наполняя колпак, сжимает газ, а при уменьшении давления вытесняется из него сжатым газом.

Рассмотрим работу колпака достаточно большого объема, установленного на нагнетательном трубопроводе одноцилиндрового насоса двойного действия.

В статическом состоянии при неподвижной жидкости в трубопроводе газ, заполняющий верхнюю часть колпака, находится под тем же давлением, что и жидкость.

В начале вытеснения поршнем жидкости из цилиндра (рис. 14, Лаза 1) расход ее минимален и пока он не достигнет среднего, объем жидкости, поступающей в напорный трубопровод, будет:

$$Q_{cp} = Q_n + Q_k,$$

где  $Q_n$  - мгновенная подача насоса,  
 $Q_k$  - расход жидкости из колпака.

По мере увеличения мгновенной подачи насоса расход жидкости из колпака будет уменьшаться, а при  $Q_n = Q_{cp}$  он равен нулю. При увеличении мгновенной подачи насоса выше средней (фаза 2) колпак начнет наполняться и расход жидкости в напорном трубопроводе будет равен:

$$Q_{cp} = Q_n - Q_k.$$

При уменьшении мгновенной подачи насоса ниже средней (фаза 3) колпак начнет опорожняться, при этом:

$$Q_{cp} = Q_n + Q_k.$$

Таким образом, объем воздуха в компенсаторе все время будет изменяться от минимального  $V_{min}$  до максимального  $V_{max}$ , и в процессе работы колпак будет аккумулялировать объем жидкости, равный:

$$V = V_{max} - V_{min}.$$

Изменению объема воздуха будет соответствовать увеличение или уменьшение давления.

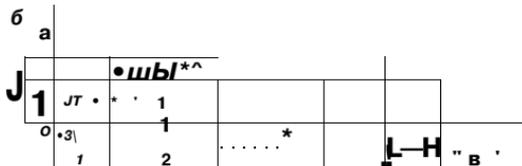
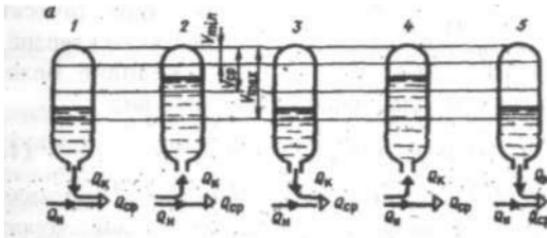


Рис. 1.4. Схема работы воздушного колпака: фазы работы воздушного колпака; б - график подачи одноцилиндрового насоса двойного действия

## Вопрос 1.8. Работа насоса и индикаторная диаграмма

Работа насоса совершаемая за один оборот кривошипа:

$$A = F \cdot S \cdot H_n \cdot \rho \cdot g, \quad (1.8)$$

где  $H_n$  – высота подъема жидкости

При ходе всасывания в нормально работающем насосе (рис. 1.5.) жидкость следует за поршнем «без отрыва». На жидкость во всасывающем трубопроводе должно действовать давление, преодолевающее:

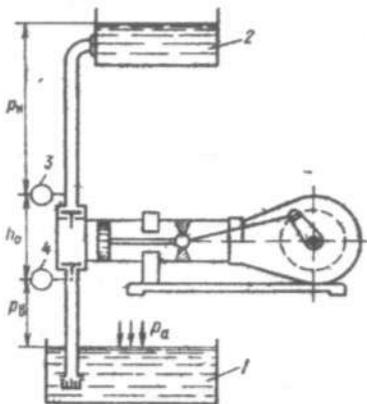


Рис 1.5. Установка привоного поршневого насоса:  
1 – приемный резервуар;  
2 – напорный резервуар;  
3 – манометр; 4 – вакуумметр

а) давление, обусловленное геометрической высотой всасывания  $h$ , на которую необходимо поднять жидкость, равное  $\rho \cdot g \cdot h_s$ ;

б) давление, обусловленное геометрическим сопротивлением всасывающего трубопровода и приемного фильтра, равное  $P_{мс}$ ;

в) давление, обусловленное инерцией жидкости во всасывающем трубопроводе и цилиндре насоса, равное  $p_i$ ;

г) остаточное давление в полости цилиндра  $p$ ;

д) давление, обусловленное гидравлическим сопротивлением клапана, равное  $p_k$ .

Условие безотрывного

движения жидкости за поршнем будет иметь вид:

$$P_a = \rho \cdot g \cdot h_s + P_{мс} + p_i + p_o + p_k. \quad (1.9)$$

Давление, обусловленное гидравлическим сопротивлением всасывающего трубопровода, с учетом максимальной скорости движения жидкости может быть определено следующим образом:

$$P_{мс} = \rho \cdot \left( \lambda \cdot \frac{l}{d} + \sum \xi_i \right) \cdot \left( \frac{F}{F_s} \right)^2 \cdot \frac{r^2 \cdot \omega^2}{2} \cdot \sin^2 \alpha, \quad (1.10)$$

где  $\xi_i$  – коэффициент местных сопротивлений;

$F_s$  – площадь поперечного сечения всасывающего трубопровода;

$F$  – площадь поперечного сечения цилиндра насоса;

$\lambda$  – коэффициент трения.

Давление, обусловленное силами инерции, определяется по формуле:

$$p_{is} = \rho \cdot r \cdot \omega^2 \cdot L_s \cdot \cos \alpha,$$

где  $L$  - приведенная длина всасывающего трубопровода.

$$L_s = \sum l_m \cdot F/F_m$$

где  $l$  - длина участка трубопровода с поперечным сечением  $F_m$ .  
Определим потери давления во всасывающем трубопроводе:

$$p_s = p_a - p_B.$$

Отсюда:

$$p_s = \rho \cdot g \cdot h_s + \rho \cdot r \cdot \omega^2 \cdot L_s \cdot \cos \alpha + \rho \cdot \left( \lambda \cdot \frac{l}{d} + \sum \xi \right) \cdot \left( \frac{F}{F_s} \right)^2 \cdot \frac{r^2 \cdot \omega^2}{2} \cdot \sin^2 \alpha + p_s$$

Высота всасывания:

$$h_s = (p_a - p_B) / \rho \cdot g -$$

переменная величина и зависит от угла поворота кривошипа  $\alpha$ . Самым опасным с точки зрения безотрывного движения жидкости за поршнем является момент начала всасывания, когда силы инерции жидкости максимальны. Для этого момента уравнение высоты всасывания запишется следующим образом:

$$h_s = \frac{p_a - p_B}{\rho \cdot g} - \frac{r \cdot n^2}{90 \cdot g} \cdot L_s - \frac{p_s}{\rho \cdot g} \quad (1.11)$$

При нагнетании давление в цилиндре затрачивается на преодоление:

- а) давления в конце нагнетательного трубопровода  $p^{\wedge}$ ,
- б) геодезической высоты нагнетания  $h \setminus$ ,
- в) гидравлических сопротивлений нагнетательной линии  $p$  ;
- г) сил инерции жидкости  $p_{in}$ ;
- д) сопротивления нагнетательного клапана  $p'$ .

Поэтому давление в полости цилиндра в момент нагнетания может быть определено как:

$$p_s = p_m + \rho \cdot g \cdot h_s + \rho \cdot \left( \lambda \cdot \frac{l}{d} + \sum \xi \right) \cdot \left( \frac{F}{F_s} \right)^2 \cdot \frac{r^2 \cdot \omega^2}{2} \cdot \sin^2 \alpha + \rho \cdot L_s \cdot r \cdot \omega^2 \cdot \cos \alpha + p_s.$$

Давление  $p_n$  за время оборота кривошипа переменное и максимально при нагнетании жидкости. Таким образом, высота нагнетания жидкости определяется:

$$h_n = \frac{P_n}{\rho \cdot g} \quad (1.12)$$

На практике высоту всасывания и нагнетания определяют следующим образом (см. рис. 1.6). Насосная установка оборудована манометром, учитывающим высоту подъема жидкости  $h'_n$  и сопротивление напорной линии, и вакуумметром, учитывающим высоту  $h'_{ac}$  и сопротивлением во всасывающей трубе.

Высотой  $h_o$  ввиду ее малости пренебрегаем. Полным или манометрическим подъемом  $H_n$  будет сумма показаний приборов:

$$H_n = h'_n + h'_{ac} + h_o = h_{ac} + h_n.$$

Таким образом, величина  $H$  может быть определена расчетным путем или экспериментально (см. рис. 1.5).

Гидравлическую или полезную мощность насоса простого действия определяют по формуле:

$$N_z = A \cdot n = \rho \cdot g \cdot F \cdot S \cdot n \cdot H_n = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H_n.$$

Для экспериментального определения работы насоса и контроля за ним применяют индикатор (рис. 1.6.а). Назначение индикатора – избавиться от параметра  $t$  в системе уравнений:

$$S = f(t); p = f(t)$$

и привести ее к уравнению, имеющему вид:

$$p = f(S).$$

Индикатор состоит из поршневого манометра и преобразующего механизма. Поршневой манометр имеет цилиндр с притертым поршнем, к верхней части штока которого прикреплено перо. Между поршнем и верхней крышкой цилиндра находится тарированная пружина, а надпоршневой объем цилиндра соединен с атмосферой. Нижняя полость цилиндра соединяется трехходовым краном с исследуемым цилиндром насоса или с атмосферой.

Преобразующий механизм состоит из барабана, на котором укрепляется бумага, и сменных шкивов, обернутых нитью, один конец которой соединен со штоком исследуемого цилиндра, а к другому подвешен грузик.

При изменении давления в цилиндре насоса поршень манометра перемещается на величину, пропорциональную давлению в цилиндре, перо при этом оставляет на барабане след. При движении поршня насоса барабан поворачивается на угол, пропорциональный перемещению.

Рассмотрим работу индикатора в идеальном случае (пунктирный контур  $ABCD$  (рис. 1.6.б) при повороте кривошипа насоса на  $360^\circ$ .

В левой мертвой точке перо будет занимать положение, соответствующее точке *E*. В начале хода всасывания при перемещении поршня вправо в цилиндре понижается давление всасывания, поршень манометра при этом переместится вниз, пружина сожмется, в результате чего перо прочертит линию *EA*. При ходе всасывания давление в цилиндре будет постоянным, и перо прочертит на вращающемся барабане горизонтальную линию *AB*, лежащую ниже линии *EE*, соответствующей атмосферному давлению. В конце хода всасывания давление в цилиндре станет равным атмосферному - поршень под действием пружины вернется в исходное положение и перо прочертит линию *BE*. При ходе нагнетания давление в цилиндре повысится до давления нагнетания и поршень будет перемещаться вверх до тех пор, пока давление жидкости не уравнивается силой упругой деформации пружины. Перо при этом прочертит линию *EC*.

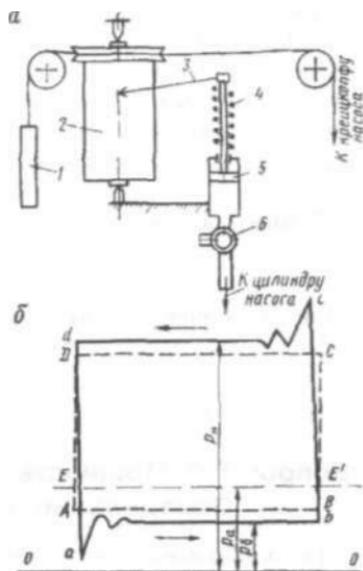


Рис. 1.6. Индикатор:  
 а - принципиальная схема; 1 - груз;  
 2 - барабан; 3 - перо;  
 4 - пружина индикатора; 5 - поршень индикатора; 6 - трехходовой кран;  
 б - индикаторная диаграмма поршневого насоса (пунктирная линия - идеальная, сплошная - реальная)

При ходе нагнетания перо прочертит линию *CD* вплоть до остановки поршня насоса в левом мертвом положении, когда давление в цилиндре станет равным атмосферному и пружина вернет поршень в исходное положение - линия *DE*.

При повторении цикла работы насоса будет повторяться и траектория движения пера на бумаге.

В реальных условиях диаграмма будет отличаться от идеальной вследствие наличия воздуха, газа, паров жидкости в цилиндре, утечек через уплотнения поршня и клапанов, запаздывания закрытия и открытия клапанов, их сопротивления и т. д.

Реальная диаграмма (контур *aecd*, рис. 1.6.б) будет отличаться от идеальной наличием зигзагов возле точек *a* и *c*, что объясняется гидравлическим сопротивлением клапанов и их колебаниями. Линии *da* и *oc* не будут вертикальными, что вызвано запаздыванием закрытия и открытия клапанов.

По виду индикаторной диаграммы можно судить о работе отдельных узлов насоса.

Площадь, очерченная контуром индикаторной диаграммы, представляет собой работу, совершенную поршнем за цикл. Разделив площадь индикаторной диаграммы  $F_{md}$  на ее длину и умножив на масштаб пружины индикатора  $m$ , мы получим среднее индикаторное давление  $p_{ср}$ .

Индикаторная работа будет равна:

$$A_i = p_i \cdot F \cdot S,$$

а индикаторная мощность ( $кВт$ ):

$$N_i = A_i \cdot n = p_i \cdot F \cdot S \cdot n.$$

Эта мощность определена для насоса одинарного действия.

### **Вопрос 1.9. Мощность и КПД поршневого насоса. Определение мощности привода.**

Для определения мощности привода двигателя необходимо учесть КПД насоса, равный  $\eta = N_r / N$

КПД насоса определяется произведением механического КПД на гидравлический.

Гидравлический КПД  $\eta_r = h_m / h_i$  ик:

где  $h$  - манометрический напор;

$h_i$  - индикаторный напор.

Механический КПД  $\eta_m = \eta_1 \cdot \eta_2 \cdot \eta_3 \cdot \eta_4$  ен в виде:

где  $\eta_1$  - КПД подшипников валов (0,98...0,99);

$\eta_2$  - КПД зубчатой передачи (0,98...0,99);

$\eta_3$  - КПД кривошипно-шатунного механизма (0,95);

$\eta_4$  - КПД поршней и сальников (0,92).

Таким образом, мощность, необходимая для приведения насоса в действие:

$$N = Q \cdot \rho \cdot g \cdot H / \eta_r \cdot \eta_m,$$

где  $Q$  - фактическая подача насоса;

$H$  - полная высота подъема жидкости.

Двигатель насоса необходимо выбирать с учетом возможных перегрузок, а также КПД передачи  $\eta_n$ :

$$N_{\text{дв}} = \varphi \cdot \frac{N}{\eta_n}, \quad (1.13)$$

где  $\varphi$  - коэффициент запаса (для больших насосов  $\varphi = 1,1 \dots 1,5$ , для малых насосов  $\varphi = 1,2 \dots 1,5$ );

$\eta_n$  - КПД передачи между двигателем и насосом ( для клиноременной передачи он равен 0,92 и для цепной - 0,98).

### Вопрос 1.10. Определение усилий на основные детали поршневых насосов

Гидравлическую часть насоса рассчитывают на прочность по давлению опрессовки, а механическую - по усилиям, действующим в его элементах при наибольшем крутящем моменте, развиваемом приводным двигателем.

Давление опрессовки принимают вдвое большим, чем максимальное, развиваемое насосом. Гидравлическая часть насоса должна быть рассчитана таким образом, чтобы при закупорке напорной линии и несрабатывании предохранительного клапана произошла остановка двигателя, а не поломка насоса.

Клапанные коробки и цилиндры рассчитывают на прочность по формуле:

$$r_{\text{сп}} = r_{\text{н}} \cdot \sqrt{\frac{[\sigma] + 0,4 \cdot p}{[\sigma] - 1,3 \cdot p}}, \quad (1.14)$$

где  $p$  - давление опрессовки;

$[\sigma]$  - допустимые напряжения растяжения.

Шпильки, крепящие крышки цилиндров, рассчитывают с учетом предварительной затяжки, обеспечивающей герметичность стыка. Шток рассчитывается на растяжение - сжатие. Кроме этого шток проверяется на устойчивость. Для определения критического усилия  $P_{\text{кр}}$  на шток используют формулу Эйлера:

$$P_{\text{кр}} = \frac{\pi^2 \cdot E \cdot I}{(\mu \cdot l)^2}, \quad (1.15)$$

где  $\mu$  - коэффициент приведенной длины, принимается равным 0,5 в предположении, что оба конца стержня зашпелены;

$l$  - действительная длина стержня;

$E$  - модуль упругости первого рода;

$I$  - момент инерции сечения.

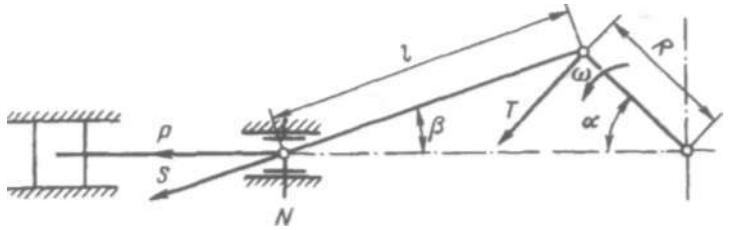


Рис. 1.7. Расчетная схема поршневого насоса

Детали кривошипно-шатунной группы рассчитывают общепринятыми методами на полную долговечность насоса. Силы, действующие в кривошипно-шатунной группе (рис. 1.7), определяют следующим образом.

Сила, действующая вдоль шатуна,

$$S = \frac{P + G \cdot f}{\cos \beta}, \quad (1.16)$$

где  $P$  - усилие, действующее на шток;

$G$  - массы ползуна и 1/3 шатуна;

$f$  - коэффициент трения ползуна о направляющие.

Максимальное усилие  $S$ , достигается при максимальном угле  $\beta$ ; так как у большинства насосов  $e/l = 0,2$ , соответственно  $\cos \beta = 0,98$ , то для упрощения расчета можно принять:

$$S = P + G \cdot f.$$

Палец воспринимает силу  $S$ , которую можно разложить на тангенциальную силу  $T$ , направленную касательно к окружности, и нормальную силу  $N$ , воспринимаемую валом кривошипа.

Пренебрегая углом  $\beta$  ввиду его малости, получим:

$$T = S \cdot \sin \alpha,$$

т.е. тангенциальное усилие изменяется по синусоидальной зависимости. Полученную формулу применяют для расчета одноцилиндровых насосов.

Для многоцилиндровых насосов тангенциальная сила может быть найдена графически, сложением графиков, характеризующих изменение тангенциальных сил, полученных для каждого цилиндра с учетом их сдвига по фазе.

## Вопрос 1.11. Конструкция поршневого насоса. Основные узлы и детали насоса.

Поршневые насосы применяются при капитальном ремонте скважин для обеспечения циркуляции промывочной жидкости при бурении вторых стволов, разбуривании пробок и т. д. Поршневые насосы состоят из механической и гидравлической частей. Механическая часть служит для передачи механической энергии от двигателя (ДВС либо электродвигатель) к поршням, движущимся возвратно-поступательно.

Гидравлическая часть служит для преобразования механической энергии поршней в гидравлическую энергию перекачиваемой жидкости и для придания жидкости необходимого направления.

Наиболее широко применяются поршневые приводные насосы с двумя цилиндрами двухстороннего действия или с тремя плунжерами одинарного действия, с кривошипно-шатунным механизмом и зубчатым редуктором (рис. 1.8).

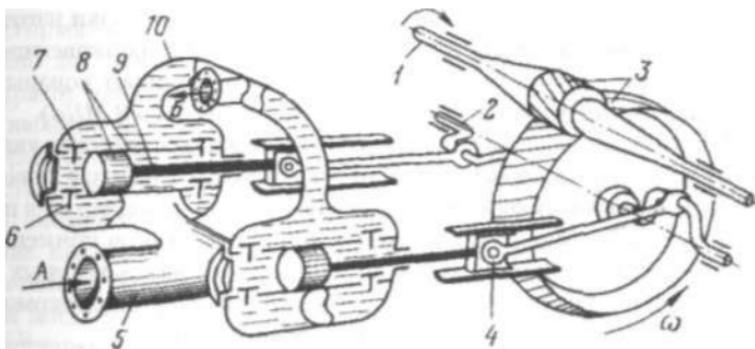


Рис. 1.8. Поршневой насос

Приводная часть насоса состоит из ведущего вала *1*, получающего вращающий момент от двигателя, соединенного с ним клиноременной или цепной передачей. Ведущий вал связан с коренным валом *2* зубчатым редуктором *3*. Коренной вал с кривошипно-шатунным механизмом *4* преобразует вращательное движение вала в возвратно-поступательное движение ползуна. Приводная часть размещается в закрытом корпусе, предотвращающем попадание влаги и абразива в масляный картер.

Для предотвращения попадания бурового раствора в картер штоки поршней соединяют не непосредственно с крейцкопфом, а через дополнительный шток, соединенный со штоком цилиндра посредством специального отбойника. Он предотвращает попадание бурового раствора, выливающегося через уплотнение штока в приводную часть.

Гидравлическая часть насоса состоит из приемного коллектора 5, клапанно-распределительного механизма, включающего всасывающие 6 и нагнетательные 7 клапаны, цилиндропоршневой группы 8, включающей цилиндрическую втулку, поршень, его шток 9 с уплотнением, нагнетательный коллектор 10.

Гидравлическая часть поршневого бурового насоса состоит из корпусных деталей постоянного применения, ресурс которых равен ресурсу всего насоса в целом, и сменных деталей с ресурсом около 100 ч, в зависимости от условий работы. К числу быстроизнашивающихся сменных деталей поршневого насоса относятся цилиндры, поршни (плунжеры), клапаны и сальниковые уплотнения

**Клапанная коробка** относится к гидравлической части насоса. В ней размещены рабочие камеры насоса и клапаны; ее также называют цилиндром насоса. Большой частью клапанную коробку выполняют отдельно от станины. В многоцилиндровых насосах клапанные коробки изготавливают отдельно друг от друга или в общем блоке.

В зависимости от рабочего давления, температуры и коррозионных свойств перекачиваемой жидкости клапанные коробки изготавливают литыми из чугуна или стали (углеродистой, нержавеющей). Для высоких давлений клапанные коробки выполняют коваными, например у насосов для гидроразрыва пласта (на 50...70 МПа).

У насосов перекачивающих загрязненные жидкости (содержащие песок), как, например буровых или промывочных, рабочая поверхность клапанной коробки (цилиндра), по которой перемещается поршень, быстро изнашивается. Поэтому для таких насосов применяют сменные цилиндрические втулки, внутренняя поверхность которых обрабатывается по высокому классу точности и подвергается термохимической обработке для увеличения износостойкости.

У насосов, перекачивающих щелочные и химически разъедающие жидкости, рабочие поверхности защищают специальными облицовками.

**Поршни** изготавливают из чугуна, а для высоких давлений из стали. Для уплотнения поршня в цилиндре используют кожу, резину, металл и другие предметы. Кожа и резина хорошо работают при перекачке холодных загрязненных жидкостей. Так, у насосов, перекачивающих под значительным давлением жидкость, содержащую абразивные частицы (песок), поршни снабжают резиновыми самоуплотняющимися манжетами (рис. 1.9).

Иногда манжеты закрепляют на металлическом корпусе, и они являются сменными; в других конструкциях резиновые манжеты привулканизируют к сердечнику и при износе заменяют весь поршень. Поршни насосов, перекачивающих нефтепродукты, снабжают чугунными пружинящими уплотняющими кольцами (рис. 1.10).

**Плунжеры** изготавливают из чугуна или стали. Плунжеры небольшого диаметра делают сплошными, а плунжеры диаметром более 100 мм - в виде полого стакана (рис. 1.11). В насосе плунжер передвигается в короткой втулке и в набивке уплотняющего сальника.

**Сальники** устанавливают в месте прохода штока или плунжера через стенку цилиндра для предотвращения утечки жидкости. Фонарь сальника выполняют в виде кольца с радиальными отверстиями для подачи и отвода смазывающей жидкости.

Нормального уплотнения можно достигнуть только при аккуратно уложенной и затянутой набивке. Шток должен быть ровным и с очень гладкой поверхностью. Сальник требует большого внимания при работе насоса, так как он может оказаться источником потерь перекачиваемой жидкости и загрязнения помещения насосной, а также причиной пожаров при перекачке легковоспламеняющейся жидкости.

Для набивки сальника применяют асбестовый шнур, кожаные или резиновые манжеты, металлические кольца в зависимости от рода перекачиваемой жидкости, ее температуры и Давления.

**Клапаны** предназначены для периодического разобщения рабочей камеры насоса от пространства всасывания и нагнетания,

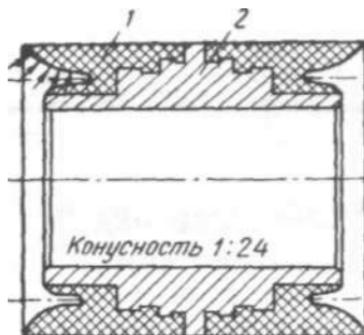


Рис. 1.9. Поршень с резиновыми самоуплотняющимися манжетами:  
1 - резина; 2 - сердечник

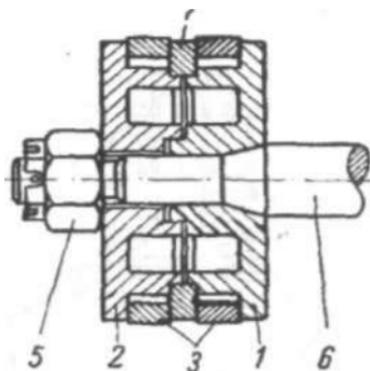


Рис. 1.10. Поршень с пружинящими кольцами:  
1 - корпус; 2 - крышка;  
3 - уплотнительные кольца;  
4 - дистанционное кольцо;  
5 - гайка; 6 - шток

**впзана.** И — шив  
,,,,,,Ж 1|,,,,||,|таГ  
**а** **5**

Рис. 1.11. Плунжеры:  
а - закрытого типа;  
б - открытого типа

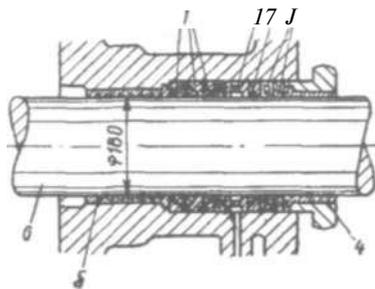


Рис. 1.12. Сальник плунжера насоса с мягкой набивкой:

- 1 - набивочные кольца;
- 2 - сальниковый фонарь;
- 3 - набивка; 4 - вкладыш нажимной втулки;
- 5 - грундбуksа; 6 - плунжер (шток);
- 7 - набивочные баббитовые кольца

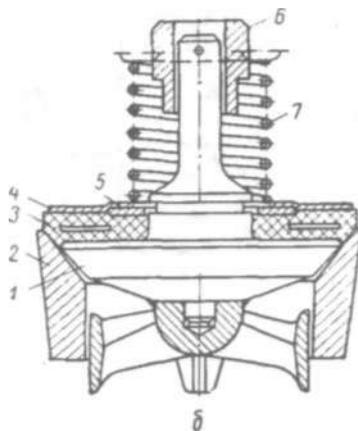


Рис. 1.13.

Тарельчатый клапан:

- / - тарелка; 2 - седло;
- 3 - резиновое уплотняющее кольцо;
- 4 - нажимная шайба;
- 5 - замковая шайба; 6 - втулка;
- 7 - пружина.

При проводке глубоких скважин применяют насосы У8-6М, У8-7М (рис. 1.14). Буровые насосы У8-6М и У8-7М, горизонтальные, поршневые, двухцилиндровые, двойного действия, состоят из

при этом обеспечивается движение жидкости в одном определенном направлении.

Клапан - один из важнейших узлов, дефекты в работе которого сильно отражаются на подаче и надежности работы насоса.

Клапаны, устанавливаемые на всасывающей и на нагнетательной частях насоса, обычно выполняются одинаковыми. По принципу действия они подразделяются на самодействующие (автоматические) и принудительные действия. Самодействующие клапаны открываются давлением жидкости на их нижнюю поверхность, а закрываются под действием собственного веса или совместного действия веса и давления пружины. Клапаны принудительного действия приводятся в движение от вала насоса через передаточный механизм. Самодействующие клапаны в зависимости от рода движения подразделяются на подъемные и откидные или шарнирные. Подъемные клапаны в свою очередь выполняются тарельчатыми, кольцевыми и шаровыми.

Применение клапанов того или иного типа зависит главным образом от рода перекачиваемой жидкости и числа ходов поршня.

Наибольшее распространение в нефтяной промышленности получили насосы, снабженные тарельчатыми (рис. 1.13) и шаровыми клапанами, причем последние применяют преимущественно в скважинных насосах.

гидравлической и приводной частей, смонтированных на общей раме. Гидравлическая часть насоса У8-6М состоит из следующих основных узлов: двух литых стальных гидравлических коробок, соединенных между собой снизу приемной коробкой, а сверху корпусом блока пневмокомпенсаторов. На приемной коробке установлен всасывающий воздушный колпак. Приемная коробка насоса соединяет всасываемую трубу со всасывающими клапанами (рис. 1.13). Внутри гидравлических коробок устанавливаются сменные цилиндрические втулки, внутренний диаметр которых выбирают в зависимости от требуемого давления и подачи насоса. Наружные размеры всех втулок одинаковы.

С целью повышения сроков службы втулок внутренняя поверхность их подвергается термической обработке. Цилиндрические втулки уплотняются путем установки между буртиком цилиндрической втулки и стаканом двух комбинированных уплотнений разделенных стальным кольцом. Кольцо имеет по наружному и внутреннему диаметрам проточки с отверстиями. В случае износа уплотнения через специальное отверстие в гидравлической коробке раствор должен вытекать наружу, что и является сигналом о неисправности уплотнения цилиндрической втулки. Цилиндрические втулки закрепляются с помощью стакана 4 и крышки подтягиванием гаек. Цилиндрическая крышка 3 уплотняется при помощи самоуплотняющихся манжет. В цилиндрических втулках перемещаются поршни (рис. 1.9). Поршень состоит из сердечника 2 с конической расточкой и привулканизированных к нему двух резиновых манжет 1. Поршень насажен на конический хвостовик штока и крепится к нему с помощью гайки 5 (см. рис. 1.10). Шток соединен с надставкой штока 7 (рис. 1.14), резьбовой конец которой ввинчен

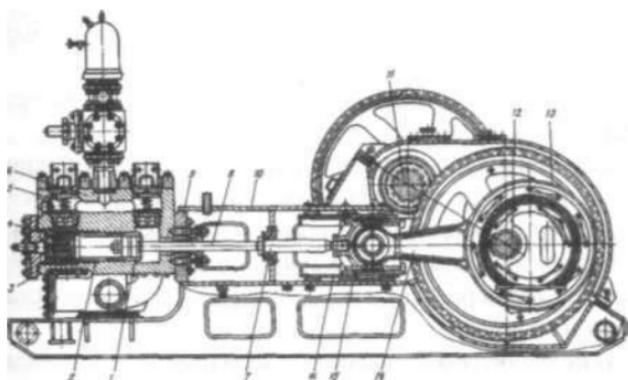


Рис. 1.14. Буровой насос У8-7М:

- 1 - поршень; 2 - цилиндрическая втулка; 3 - крышка цилиндра; 4 - упорный стакан;  
 5 - нагнетательный клапан; 6 - корпус клапанной коробки; 7 - надставка штока;  
 8 - шток; 9 - сальниковое уплотнение штока; 10 - корпус насоса;  
 11 - трансмиссионный вал; 12 - коренной вал; 13 - ведомая головка шатуна;  
 14 - шатун; 15 - ползун; 16 - направляющие ползуна

в корпус ползуна. При вращении эксцентрикового вала, через шатуны, ползуны и штоки поршни получают возвратно-поступательное движение. Для увеличения износостойкости штоков их рабочая поверхность закаливается на высокую твердость. Уплотнение (рис. 1.12) состоит из корпуса направляющей втулки, упорного резинового кольца 3, четырех уплотнительных резиновых колец, упорного кольца 2 и второй направляющей втулки. Направляющие втулки и упорное кольцо изготавливаются из капролита. Упорное кольцо прижимается при помощи нажимной втулки 4. Подтяжка уплотнения производится при неработающем насосе с помощью гаек и шпилек.

Для увеличения долговечности уплотнения штоки смазываются и охлаждаются жидким маслом.

## **Вопрос 1.12. Эксплуатация поршневых насосов**

**При установке насоса** необходимо придерживаться следующих основных правил:

1. Трубопроводы, как всасывающий, так и напорный, не должны иметь резких поворотов. Количество запорных устройств и колен, установленных на трубопроводах, должно быть минимальным.

2. Всасывающий трубопровод должен быть по возможности коротким и проложен с подъемом по направлению к насосу во избежание образования воздушных мешков.

3. При возможности засорения всасываемой жидкости в начале всасывающего трубопровода необходимо установить фильтр.

4. При работе насоса с подпором в начале всасывающего трубопровода необходимо установить задвижку.

5. Соединения всасывающего трубопровода должны быть герметичными.

6. На напорном трубопроводе непосредственно у насоса должна быть установлена задвижка.

7. На всасывающем и напорном трубопроводах возможно ближе к насосу должны быть установлены воздушные колпаки и предусмотренное устройство для пополнения напорного колпака сжатым воздухом.

8. В соответствующих местах насоса или на всасывающей и напорной трубах непосредственно у насоса должны быть установлены вакуумметр и манометр.

**При пуске насоса** необходимо придерживаться следующих основных правил:

1. Новый насос следует очистить керосином от консервирующей смазки. Вся система смазки должна быть очищена и заполнена маслом; места трения необходимо смазать. Нужно вручную повернуть шкив насоса так, чтобы поршни беспрепятственно прошли оба край-

ие положения в цилиндрах, и убедиться в том, что насос собран правильно и в цилиндрах нет посторонних предметов.

2. Если насос должен работать при значительной высоте всасывания (более 4 м), а рабочие камеры гидравлической части пусты, то их, а также всасывающий трубопровод при наличии на нем приемного клапана следует заполнить перекачиваемой жидкостью.

При отсутствии приемного клапана необходимо установить вакуум-насос для отсасывания воздуха из рабочих камер и всасывающего трубопровода.

3. Задвижки на напорном и всасывающем трубопроводах должны быть полностью открыты.

4. Двигатель запускают, если это возможно, при пониженном числе оборотов, которое постепенно доводят до нормального. Если такой способ пуска невозможен, то на период пуска посредством обводной линии и задвижки жидкость перепускают из напорной линии во всасывающий трубопровод или приемный резервуар. Убедившись в нормальной работе насоса, задвижку на обводной линии постепенно перекрывают и по достижении нужного напора открывают задвижку на напорной линии, а на обводной - закрывают.

**При работе насоса** необходимо соблюдать следующие основные условия.

1. Следить за показаниями манометров, вакуумметров и других измерительных приборов.

2. Следить за исправной работой смазочных приборов и устройств и пополнять расход масла.

3. Поддерживать нормальный запас сжатого воздуха в напорных воздушных колпаках, который должен занимать приблизительно 2/3 объема колпака.

4. Следить за состоянием уплотнений сальников и плотностью соединений гидравлической части.

5. При внезапном изменении режима работы, появлении стуков, чрезмерном нагреве движущихся частей насос следует остановить, выяснить причины ненормальности и устранить их.

Снижение подачи насоса может произойти при засорении сетки приемного трубопровода, повреждении всасывающего или нагнетательного клапана, проникании воздуха через сальник гидравлической части.

Подача может снизиться при сработке поршневых колец, износе Цилиндровых втулок.

Причинами появления стука в насосе могут быть нарушение высоты подъема клапана, ослабление гайки, затягивающей поршень на штоке, попадание в цилиндр постороннего предмета, избыток воздуха в нагнетательном колпаке.

6. Через каждые 500...1000 часов работы в зависимости от условий эксплуатации следует проводить текущий ремонт. При этом нужно осмотреть и устранить обнаруженные дефекты клапанов, поршневых колец, сальниковых набивок, деталей приводного механизма, подтянуть все болтовые соединения.

7. Через каждые 4...5.тысяч часов работы рекомендуется разобрать насос, осмотреть все детали, заменить все изношенные и устранить замеченные неисправности.

### **Вопрос 1.13. Регулирование работы поршневого насоса**

Регулирование работы поршневого насоса заключается в регулировании основных параметров работы насоса, т.е. его подачи и создаваемого давления. Это можно обеспечить следующим образом:

1. Изменение площади поперечного сечения поршня. С этой целью поршневой насос имеет комплект цилиндрических втулок с различным внутренним и постоянным наружным диаметром, которые вставляются внутри клапанной коробки и закрепляются лобовой крышкой поршневого насоса. При этом имеется соответствующий комплект поршней различного диаметра. Чем меньше диаметр поршня, тем меньше подача насоса и, соответственно, больше развиваемое давление. Недостаток этого способа регулирования заключается в том, что для изменения параметров работы насоса требуется его остановка, и разборка части гидравлической коробки. Тем не менее, этот способ регулировки применяется на длительный срок работы насоса.

2. Изменение числа двойных ходов поршня или оборотов приводного вала. Это возможно осуществить следующими способами:

2.1. Установкой перед насосом коробки перемены передач. Недостаток - ступенчатость регулирования и громоздкость конструкции

2.2. Изменение частоты вращения привода с двигателем внутреннего сгорания. Недостаток - при плавном регулировании можно изменять частоту вращения ДВС лишь на 20%, не меняя мощности привода.

2.3. Изменение частоты вращения электродвигателя постоянного тока. Это возможно в широких пределах, но, к сожалению, постоянный ток в промышленности применяется, в основном, на транспорте (электропоезд, трамвай, троллейбус).

2.4. Изменение частоты вращения электродвигателя переменного тока. Однако для этого необходимы следующие приспособления, которые ведут к удорожанию работы поршневого насоса:

2.4.1. Вентильный каскад;

2.4.2. Каскад Кремера;

2.4.3. Каскад генератор - двигатель

Изменение числа оборотов кривошипного вала удобный способ регулирования, на практике используется несколько вариантов в комплексе, что позволяет плавно менять подачу поршневого насоса.

3. Подачу поршневого насоса можно уменьшить почти в два раза если убрать нагнетательный клапан в штоковой камере насоса. При этом насос двойного действия будет работать, как насос дифференциального действия, давление и степень неравномерности подачи не изменяются. Этот способ регулирования на практике применяется редко, при закачивании глубоких скважин, когда требуется уменьшить подачу насоса до минимума для уменьшения гидравлических сопротивлений движения жидкости в затрубном пространстве.

4. Изменять длину хода поршня возможно только в специальных дозировочных насосах, которые будут рассмотрены ниже.

### **Вопрос 1.14. Роторные насосы**

Роторными насосами называются гидравлические машины, работающие, как и поршневые насосы, по принципу вытеснения жидкости.

В роторных насосах отделение напорной линии от всасывающей происходит путем одновременного замыкания трех основных частей насоса: статора (неподвижной части), ротора и замыкателей или вытеснителей. При этом вытеснителями могут быть шестерни, винты, поршеньки, пластинки, которые, вращаясь вместе с валом или ротором, вытесняют жидкость, поступающую в насос, в нагнетательную линию. Роторные насосы не нуждаются в клапанах.

Благодаря поочередному и непрерывному следованию одного вытеснителя за другим подача роторного насоса отличается большой равномерностью. К основным преимуществам роторных насосов, кроме того, относятся сравнительно небольшие габариты и вес, простота конструкции и изготовления, способность работать при больших числах оборотов, благодаря чему возможно непосредственное соединение с электродвигателем, малая зависимость давления от подачи. Эти насосы находят применение в основном для перекачки вязких жидкостей и используются в качестве масляных, топливных, перекачивающих насосов и насосов для различных систем управления и автоматики. По виду вытеснителей роторные насосы могут быть шестеренными, винтовыми или пластинчатыми.

**Шестеренные насосы.** Шестеренный насос состоит из двух находящихся в зацеплении шестерен, помещенных в плотно охватывающий их корпус (рис. 1.15).

Корпус имеет приемный *A* и нагнетательный *B* патрубки; приемный патрубок расположен со стороны выхода зубьев шестерен из зацепления, а нагнетательный - на стороне входа их в зацепление.

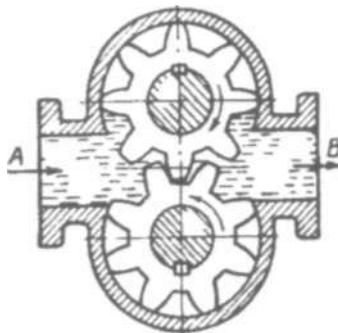


Рис. 1.15 Схема шестеренного насоса

являют собой подвижное уплотнение, разделяющие полости всасывания и нагнетания.

В шестеренных насосах применяют главным образом зубья с эвольвентным профилем, который нечувствителен к изменению расстояния между осями шестерен и прост в изготовлении.

С достаточной для практики точностью подачу насоса (в  $м^3/с$ ) можно определить по формуле:

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot D_n \cdot m \cdot b \cdot n \cdot \eta_v}{60} \quad (1.17)$$

- где  $D_n$  - диаметр начальной окружности шестерен в м;
- $m$  - модуль зацепления в м;
- $b$  - ширина шестерен в м;
- $n$  - число оборотов шестерен в минуту;
- $\eta_v$  - объемный КПД, учитывающий утечки.

Величина  $\eta_v$  находится в пределах 0,7...0,9, численное значение механического КПД находится в пределах 0,8...0,95. Шестерни насоса обычно исполняют одинакового диаметра с числом зубьев 8... 12. Шестерни выполняют прямозубыми, косозубыми и шевронными. Насосы применяют для подач 0,25...40  $м^3/час$  и напоров до 2...3 МПа. Шестеренные насосы применяют в гидросистемах агрегатов для подземного ремонта и как топливные в депарафинизационных агрегатах.

**Винтовые насосы.** Винтовые насосы обычно выполняют с одним, двумя, тремя или пятью винтами при этом один винт ведущий, а остальные ведомые. Винты многвинтовых насосов помещают в плотно охватывающий их кожух. Всасывающую и нагнетательную камеры помещают со стороны торцов винтов (рис. 1.16).

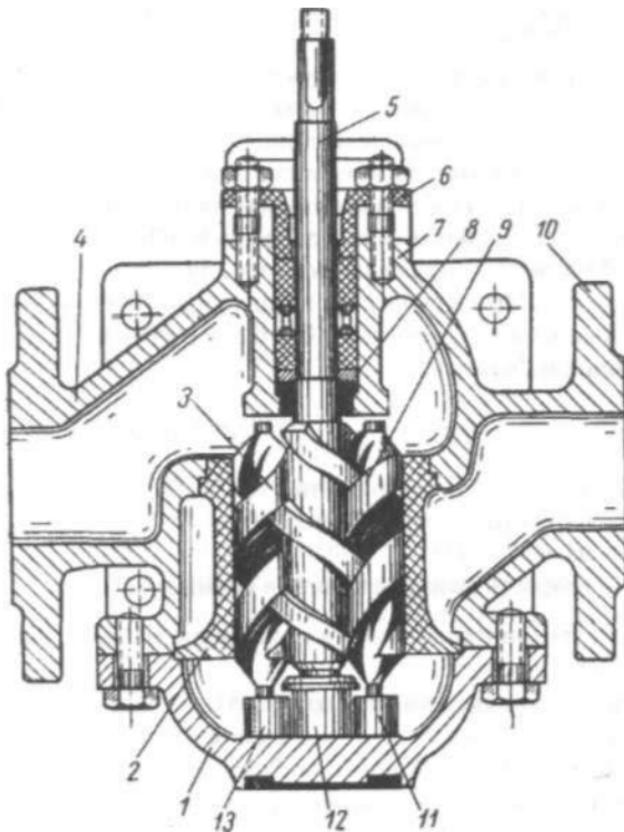


Рис. 1.16. Устройство винтового насоса:

- 1 - крышка корпуса; 2 - обойма роторов; 3 - ведомый ротор; 4 - нагнетательный патрубок; 5 - ведущий ротор; 6 - нажимная втулка уплотнительного сальника; 7 - корпус; 8 - опорная втулка ведущего ротора; 9 - ведомый ротор; 10 - всасывающий патрубок; 11 и 13 - разгрузочные поршни ведомого ротора; 12 - разгрузочный поршень ведущего ротора.

При вращении винтов в раскрывающуюся впадину винтового канала, находящуюся во всасывающей полости, поступает жидкость. При дальнейшем вращении винтов эта впадина замыкается и жидкость, находящаяся в ней, переносится к нагнетательной полости, где впадина размыкается, и жидкость, находящаяся между входящими в зацепление винтами, проталкивается в нагнетательный трубопровод.

Винтовые насосы имеют ряд преимуществ перед шестеренчатыми: меньше габариты и вес, бесшумность работы, отсутствие перебалтывания перекачиваемой жидкости, способность к перекачиванию жидкостей с самой различной вязкостью, большое допустимое число оборотов. Наибольшее распространение имеют насосы трехвинтовые.

Поверхность корпуса, в котором работают винты, заливают баббитом.

Винты выполняют двухзаходными, а направление винтовой нарезки ведущего винта противоположно ведомым. Передаточное отношение между винтами равно единице. Развиваемый напор пропорционален длине винтов. Особенность винтовых насосов - возможность превращения их в гидравлические двигатели (турбины) путем подведения к ним жидкости под давлением. КПД винтовых насосов достигает 80...90 %, и применяются они для подач 1,5...500 м<sup>3</sup>/ч при напорах до 17,5 МПа и скоростях вращения до 10000 об/мин. Подачу двухвинтового насоса с достаточной точностью можно подсчитать по приближенной формуле:

$$Q = \frac{3 \cdot \pi \cdot t \cdot n}{16 \cdot 60} \cdot (D^2 - d^2) \text{ м}^3/\text{с}$$

где  $D$  - внешний диаметр винта в м;

$d$  - внутренний диаметр винта в м;

$t$  - шаг винта в м;

$n$  - скорость вращения винта в об/мин.

Подача трехвинтового насоса приблизительно в 1,5 раза больше подачи двухвинтового.

Одновинтовые насосы отличаются простотой конструкции и могут перекачивать загрязненные и вязкие жидкости.

Рабочим органом одновинтового насоса служат однозаходный винт и резиновая обойма, внутренняя полость которой представляет двухзаходную винтовую поверхность с шагом в 2 раза большим шага винта. При вращении винта между ним и обоймой образуются свободные полости, куда засасывается перекачиваемая жидкость, которая перемещается вдоль оси насоса к полости нагнетания. При этом на всасывающей стороне создается вакуум, под действием которого жидкость всасывается в цилиндр.

Погружные одновинтовые насосы применяются в нефтяной промышленности для откачки из скважин высоковязкой нефти.

**Пластинчатые (ротационные) насосы.** Эти насосы широко применяют для подачи масел в гидравлических системах машин. Ротор этого насоса (рис. 1.17) имеет радиальные прорези, в которых помещаются легко перемещающиеся рабочие лопатки в виде прямоугольных пластин.

При вращении ротора пластины прижимаются наружными торцами к внутренней поверхности корпуса, поочередно отсекая объем жидкости в пространстве между лопатками, и вытесняют ее в напорный трубопровод.

Пластинки прижимаются к корпусу центробежной силой, пружинами или давлением жидкости, подводимой со стороны оси. Подача насоса определяется формулой:

$$Q = 2 \cdot \pi \cdot (R - e) \cdot 2 \cdot b \cdot e \cdot \frac{n}{60} \cdot \eta_0,$$

где  $R$  - радиус корпуса;  
 $e$  - эксцентриситет ротора;  
 $b$  - ширина лопатки вдоль оси;  
 $n$  - скорость вращения в об/мин;  
 $\eta_0$  - объемный КПД насоса.

Пластинчатые насосы выполняют для подач 0,3... 12 м<sup>3</sup>/ч, давлений до 7 МПа при скорости вращения до 1500 об/мин. Снабжая крышки корпуса продолговатыми отверстиями и ползунами, в процессе работы насоса можно изменять величину эксцентриситета  $e$ . Тем самым можно изменять подачу насоса.

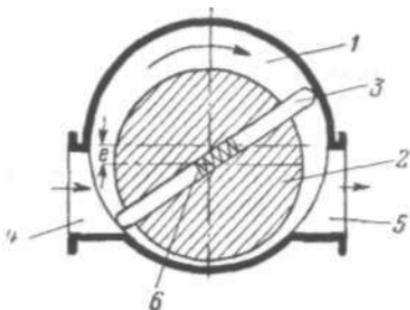


Рис. 1.17. Схема пластинчатого насоса с эксцентрично расположенным ротором

### Вопрос 1.15. Дозировочные насосы

Дозировочные насосы предназначены для объемного напорного непрерывного дозирования чистых жидкостей (химических реагентов) для деэмульсации пластовой жидкости, предотвращения отложения парафина и солей в насосно-компрессорных трубах и промышленных коллекторах, для подачи добавок в воду, закачиваемую в нагнетательные скважины.

К специфическим характеристикам дозировочных насосов, помимо всех остальных параметров, характеризующих объемные насосы, относится класс точности дозирования, который определяется наибольшим отклонением фактической подачи эталонной жидкости при номинальном режиме работы насоса, выраженном в процентах от номинальной подачи. Конструкция дозировочного насоса должна позволять плавную регулировку подачи от нуля до максимума без остановки приводного двигателя.

Дозировочные насосы применяются для перекачивания жидкости давлением до 40 МПа в количествах от нескольких литров до нескольких кубических метров в час, при точности дозирования порядка 0,1 ...2,5 %. Температура перекачиваемой жидкости определяется стойкостью материала уплотнений и при использовании резиновых и резиноканевых манжет не должна превышать 80 °С, а при использовании

фторопласта - 200 °С. Область применения насосов определяется стойкостью материалов, из которых выполнена проточная часть, а также стойкостью материала уплотнений.

Дозировочный насос НД - одноплунжерный, горизонтальный, простого действия с регулируемой подачей состоит (рис. 1.18) из мотора-редуктора /, гидроцилиндра *Пн* регулирующего механизма *III*. Все узлы насоса монтируются на корпусе регулирующего механизма.

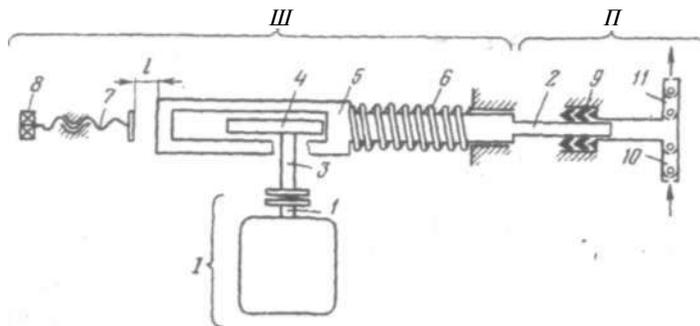


Рис. 1.18. Кинематическая схема дозировочного насоса НД

Мотор-редуктор включает в себя приводной двигатель и редуктор, выполненные в одном корпусе. Частота вращения вала 1 мотора-редуктора составляет 85  $мин^{-1}$ . Регулирующий механизм предназначен для преобразования вращательного движения вала в возвратно-поступательное движение плунжера и для изменения длины его хода.

Вал 3 соединен зубчатой муфтой с валом 1 мотора-редуктора. Насаженный на вал 3 кулачок 4 преобразует вращательное движение вала в возвратно-поступательное движение ползуна 5, к которому жестко крепится плунжер 2. Ползун 5 находится в постоянном контакте с кулачком 4 за счет предварительно сжатой пружины 6. Регулирование подачи агрегата достигается изменением длины хода ползуна 5, т. е. в конечном счете, длины хода плунжера за счет изменения зазора I между ползуном и упором 7. На упоре 7 предусмотрена резьба, позволяющая ему перемещаться в осевом направлении при вращении колпака регулятора 8. Гидроцилиндр включает в себя корпус, в котором перемещается плунжер. Зазор между ними уплотняется V-образными манжетами 9. Степень поджатия уплотнений регулируется нажимной гайкой, передающей усилие затяжки через нажимной стакан (эти детали на рисунке не показаны). Всасывающий 10 и нагнетательный 11 клапаны-двойные, шариковые. Клапаны зак-

ны в корпусе цилиндра с помощью специального хомута, позволяющего легко и быстро собирать и разбирать клапаны. Всасывающий и нагнетательный трубопроводы присоединены к ниппелям, крепящимся к штуцеру с помощью накидной гайки.

Агрегат работает следующим образом: при вращении вала 1 мотопомпы кулачок 4, взаимодействуя с ползуном 5, перемещает плунжер 2, в результате чего происходит ход нагнетания - жидкость из рабочей полости цилиндра выталкивается в нагнетательный трубопровод через клапаны 11. При подходе плунжера к крайнему положению нагнетание заканчивается. Дальнейший поворот кулачка 4 происходит при перемещении плунжера под действием пружины 6, что соответствует ходу всасывания - жидкость из нагнетательного трубопровода через всасывающие клапаны 10 попадает в рабочую полость цилиндра.

Перемещение плунжера 2 и ползуна 5 обусловлено положением упора 7. Если он максимально вывернут из корпуса, то длина хода ползуна будет определяться удвоенным эксцентриситетом кулачка 4. Чем больше упор 7 ввернут в корпус, тем меньше будет перемещение ползуна и тем меньше будет подача насоса. Помимо ручной регулировки подачи конструкция агрегатов предусматривает автоматическую регулировку специальным исполнительным механизмом, устанавливаемым на регулирующий механизм агрегата.

Кроме описанного насоса, в нефтяной промышленности применяются дозировочные агрегаты серии НД, ГНД, ДА, а также не изготавливаемые в настоящее время, но в некоторых местах еще применяемые дозировочные насосы РПН.

### **Вопрос 1.16. Смазка узлов приводной части насоса**

Полость картера заполнена маслом. Зубчатое колесо коренного вала насоса при вращении окунается в масляную ванну и захватывает масло, обеспечивая смазку зубчатой пары. При этом часть масла попадает в надкрейцкопфную камеру, а оттуда на направляющие крейцкопфа и через специальный канал на палец соединения крейцкопфа с шатуном, излишки масла стекают в картер. В верхней части картера имеется люк для осмотра деталей приводной части насоса с сапуном, в нижней части - шуп для измерения уровня масла.

В некоторых поршневых насосах подшипники и крейцкопфы смазываются при помощи шестеренного масляного насоса, который приводится в действие от коренного вала и подает смазку в места трения<sup>по</sup> трубкам.

К картеру приводной части прикреплен масляный фильтр, а в клапанной коробке - холодильник для масла.

### **Вопросы для самоконтроля**

1. Схема поршневого насоса простого действия с обозначением узлов и деталей.
2. Схема поршневого насоса двойного действия с обозначением узлов и деталей.
3. Как обеспечивается возвратно-поступательное движение поршня?
4. В какой момент срабатывают клапаны насосов?
5. Сравнение диафрагменных насосов с активной и пассивной диафрагмой.
6. Дать определение высоты всасывания, принцип ее подсчета.
7. Перечислить факторы, влияющие на высоту всасывания.
8. Как изменяется скорость движения поршня? Изобразить графически.
9. Понятие мгновенной подачи, принцип ее подсчета.
10. Чем обусловлена неравномерность подачи насоса?
11. График изменения мгновенной подачи насоса двойного действия.
12. График изменения мгновенной подачи трехпоршневого насоса.
13. На какой угол сдвинуты кривошипы двухцилиндрового насоса двойного действия?
14. Понятие коэффициента неравномерности подачи.
15. Методы снижения коэффициента неравномерности подачи.
16. Понятие средней подачи. Принцип ее подсчета.
17. Определение средней подачи двухцилиндрового насоса двойного действия.
18. Понятие коэффициента подачи. Факторы влияющие на него.
19. От чего зависит объем пневмокомпенсатора?
20. Назначение и принцип действия воздушных компенсаторов.
21. В какой момент времени жидкость начинает поступать в воздушный компенсатор?
22. Определение гидравлической мощности насосов.
23. Понятие гидравлического и механического КПД.
24. Принцип определения приводной мощности насосов.
25. Как устроен цилиндр насоса? Изобразить схему.
26. Конструкция поршня. Изобразить схему.
27. Конструкция клапанного узла. Изобразить схему.
28. Конструкция сальникового уплотнения штока. Изобразить схему.
29. Как работает предохранительный клапан в насосе?
30. Конструкция узла трансмиссионного вала. Изобразить схему.
31. Конструкция эксцентрикового вала. Изобразить схему.
32. Конструкция кривошипно-шатунного узла. Изобразить схему.

33. Как производится контроль за работой поршневого насоса?
34. Как смазываются узлы приводной части насоса?
35. Перечислите способы регулирования параметров работы насоса.
36. Назовите причины снижения давления в насосе.
37. Перечислите быстроизнашиваемые детали насоса.
38. Назначение и принцип работы шестеренного насоса.
39. Область применения винтовых насосов.
40. Регулирование работы дозирующего насоса.

## Тема 2

### Динамические насосы

Динамические насосы широко применяются в самых различных технологических процессах, связанных с подъемом пластовой жидкости, воздействием на призабойную зону пласта, транспортированием нефти и воды в системах поддержания пластового давления, в установках подготовки нефти для нефтеперерабатывающих предприятий и др. Наиболее эффективно использование динамических насосов для перемещения значительных объемов жидкости.

По сравнению с другими видами динамические насосы отличаются простотой конструкции, высокой степенью унификации узлов насосов одного типа, небольшими габаритными размерами, низкой стоимостью. Преимущество динамических насосов заключается также в возможности непосредственного соединения валов насосов с валами электродвигателей, быстроходных турбин и регулирования подачи насосов в широких пределах.

#### Вопрос 2.1. Схема и принцип действия центробежного насоса

Центробежный насос относится к механизмам, в которых жидкости сообщается кинетическая энергия, впоследствии преобразующаяся в энергию давления.

Центробежный насос в основном состоит из корпуса и рабочего колеса с лопатками, расположенными между двумя дисками. Колесо вращается с большой скоростью и благодаря развиваемой при вращении центробежной силе отбрасывает находящуюся в нем жидкость от центра к периферии. Эта жидкость поступает в пространство нагнетания, а соответствующий объем жидкости поступает из пространства всасывания к центру рабочего колеса. Так осуществляется непрерывный ток жидкости и увеличивается в то же время ее удельная энергия.

Жидкость засасывается из резервуара 3 (рис.2.1.) через приемный клапан 1 с сеткой 2, предохраняющей от попадания в насос посторонних предметов, и поступает во всасывающий трубопровод 4.

Отсюда жидкость поступает в камеру насоса и затем на быстро вращающиеся лопатки рабочего колеса 5, где под действием центробежной силы отбрасывается к периферии и поступает в спиральную камеру 6 или в направляющий аппарат. Жидкость проходит далее через напорную задвижку 7, обратный клапан 8 и напорный трубопровод 11 в резервуар 13. При длинном напорном трубопроводе для удобства обслуживания на нем устанавливают возле резервуара коренную задвижку 12.

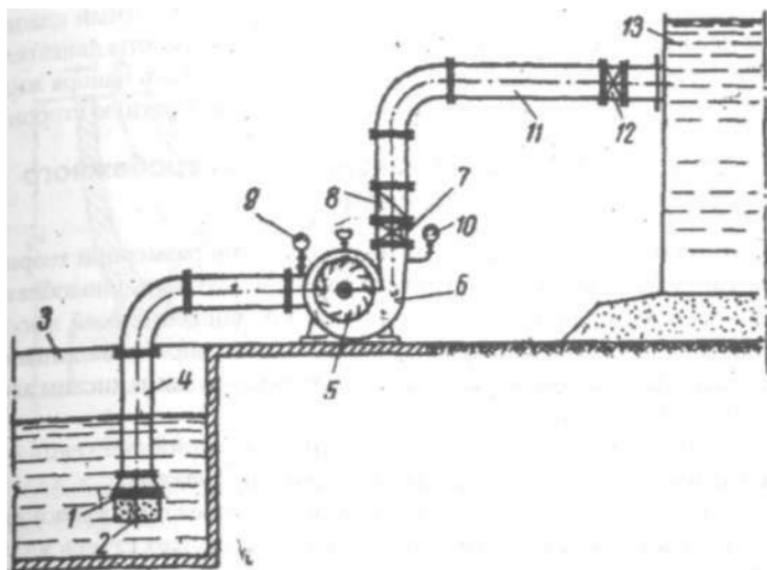


Рис. 2.1. Схема установки центробежного насоса, перекачивающего жидкость с уровня, расположенного ниже оси насоса

Контролируют работу насоса по манометру *10*, устанавливаемому на напорном трубопроводе, и по вакуумметру *9*, устанавливаемому на всасывающем трубопроводе. В отличие от поршневого центробежный насос не обладает способностью засасывать жидкость в начале своей работы, так как возникающая при вращении колеса насоса центробежная сила вследствие небольшой плотности воздуха относительно жидкости недостаточна для удаления воздуха из насоса и всасывающего трубопровода и создания необходимого разрежения. По этой причине перед пуском насоса всасывающий трубопровод и корпус насоса необходимо залить жидкостью. Уходу в резервуар заливаемой в насос жидкости препятствует приемный клапан *1*. При выбрасывании жидкости из колеса в корпусе насоса образуется разрежение. Под действием атмосферного давления на поверхность жидкости в резервуаре *3* в движение придет столб жидкости во всасывающем трубопроводе. Таким образом, осуществляется непрерывное движение жидкости в системе установки.

При перекачке нефти и нефтепродуктов установки центробежных насосов обычно располагают ниже резервуара. При этом заливка насоса осуществляется автоматически, как только будет открыта задвижка на всасывающем трубопроводе. Обратный клапан *8* предназначен для автоматического прекращения доступа жидкости к насосу из напорного трубопровода, как только напор, развиваемый насосом,

станет меньше давления в напорном трубопроводе. Обратный клапан предотвращает аварию при внезапном прекращении работы двигателя насоса, так как ротор насоса под действием статического напора жидкости напорного трубопровода начнет вращаться в обратную сторону.

## Вопрос 2.2. Основное уравнение центробежного насоса

Согласно известной из курса гидравлики одномерной теории движение массы жидкости в рабочем колесе может быть уподоблено движению одной элементарной струйки, т.е. движение всей массы жидкости в рабочем колесе рассматривается как движение одинаковых элементарных струек в колесе с бесконечно большим числом элементарно тонких лопаток.

При этом, кроме того, допускается, что траектории движения отдельных частиц жидкости одинаковы с формой лопаток.

Стенки проточных каналов в корпусе центробежного насоса неподвижны, поэтому скорости потока относительно этих стенок являются абсолютными скоростями.

При движении внутри канала рабочего колеса частица жидкости имеет по отношению к колесу относительную скорость  $co$ , которая направлена касательно к лопатке в точке ее приложения. Но благодаря вращению колеса при числе оборотов  $n$  частица жидкости приобретает и окружную скорость, направленную касательно к окружности радиуса  $r$ , определяемую как произведение угловой скорости на радиус  $r$  - расстояние рассматриваемой частицы от центра вращения, т. е.:

$$u = \omega \cdot r = \frac{\pi \cdot D \cdot n}{60}.$$

Следовательно, частица жидкости, покидая рабочее колесо, будет иметь окружную скорость по касательной к наружному диаметру колеса в точке выхода и относительную скорость, направленную касательно к выходной кромке лопатки. В результате геометрического сложения этих скоростей ( $u$  и  $co$ ) частица жидкости будет иметь абсолютную скорость  $s$  по их равнодействующей (по диагонали параллелограмма, построенного на направлениях скоростей  $u$  и  $co$ ), в направлении которой элементарные струйки жидкости будут выходить из рабочего колеса (рис. 2.2.).

Угол, образуемый между направлениями абсолютной скорости  $s$  и окружной скорости  $u$ , обозначают через  $\alpha$ . Угол между касательными к лопатке и к окружности в направлении, противоположно направлению окружной скорости, обозначают через  $D$ . Этот угол определяет направление относительной скорости  $co$ .

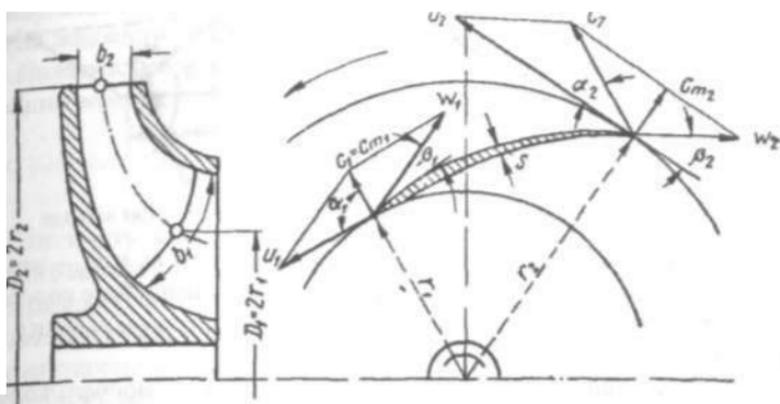


Рис. 2.2. Движение жидкости в каналах рабочего колеса

Абсолютную скорость можно рассматривать как результирующую двух скоростей:

-  $c_u$  – совпадающей по направлению с окружной скоростью и являющейся проекцией скорости  $c$  на окружную и равной:

$$c_u = c \cdot \cos \alpha$$

-  $c_m$  – меридиональной, направленной по радиусу  $r$  и равной:

$$c_m = c \cdot \sin \alpha$$

Для скоростей входа и выхода из колеса обозначения одинаковы, только входным скоростям придается индекс 1, а выходным – индекс 2.

Тогда будем иметь:

1) при входе на лопатки

- $\omega_1$  – относительную скорость,
- $c_1$  – абсолютную скорость,
- $u_1$  – окружную скорость:

$$u_1 = \frac{\pi \cdot D_1 \cdot n}{60};$$

2) при выходе с лопаток

- $\omega_2$  – относительную скорость,
- $c_2$  – абсолютную скорость,
- $u_2$  – окружную скорость:

$$u_2 = \frac{\pi \cdot D_2 \cdot n}{60},$$

где  $D_1$  – внутренний диаметр рабочего колеса;

$D_2$  – наружный диаметр рабочего колеса;

$n$  – число оборотов рабочего колеса в минуту.

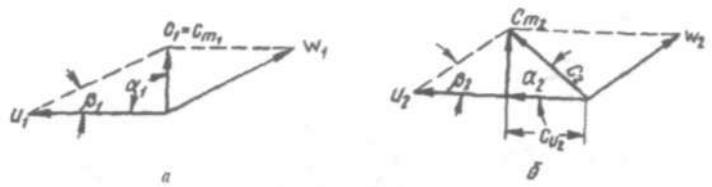


Рис. 2.3. Треугольники скоростей: а – при входе; б – при выходе

Следует заметить, что относительные скорости  $\omega_1$  и  $\omega_2$  – это те скорости, которые заметил бы наблюдатель, вращающийся с колесом, а абсолютные скорости  $c_1$  и  $c_2$  – это скорости, которые заметил бы наблюдатель, находящийся вне колеса.

Из треугольников скоростей на входе и выходе рабочего колеса получим следующие зависимости:

$$w_2^2 = c_2^2 + u_2^2 - 2 \cdot c_2 \cdot u_2 \cdot \cos \alpha_2; \quad (2.1)$$

$$w_1^2 = c_1^2 + u_1^2 - 2 \cdot c_1 \cdot u_1 \cdot \cos \alpha_1. \quad (2.2)$$

Каждый килограмм жидкости, протекающий через колесо, обладает кинетической энергией (скоростным напором)  $\frac{c^2}{2g}$  и, находясь под давлением  $p$ , имеет потенциальную энергию  $\frac{p}{\gamma}$ . Если обозначить через  $p_1$  и  $p_2$  соответственно давление при входе и выходе из рабочего колеса, получим полный напор, развиваемый колесом:

$$H_T = \frac{p_2 - p_1}{\gamma} + \frac{c_2^2 - c_1^2}{2 \cdot g}. \quad (2.3)$$

С учетом того, что каждый килограмм жидкости проходя через рабочее колесо, получает приращение энергии за счет центробежной силы, равной произведению массы частицы на ускорение, то баланс энергии для 1 кг жидкости будет иметь вид:

$$\frac{p_2 - p_1}{\gamma} = \frac{w_1^2 - w_2^2}{2 \cdot g} + \frac{u_2^2 - u_1^2}{2 \cdot g}. \quad (2.4)$$

Подставляя в уравнение (2.3) выражение (2.4) получим:

$$H_T = \frac{u_2^2 - u_1^2}{2 \cdot g} + \frac{c_2^2 - c_1^2}{2 \cdot g} + \frac{w_1^2 - w_2^2}{2 \cdot g}.$$

Первый член этого уравнения представляет приращение напора, вызываемого центробежными силами, действующими на массы жидкости, перемещающейся от  $r_1$  до  $r_2$ ; второй член показывает изменение кинетической (скоростной) энергии потока от входа до выхода из рабочего колеса. Последний член представляет изменение напора

о результате изменения относительной скорости потока при протекании жидкости через рабочее колесо.

Пользуясь зависимостями (2.1) и (2.2) заменим  $w_1$  и  $w_2$  соответственно через  $c_r, u_1, u_2, c_2, u_r$ . После сокращений получим:

$$H_T = \frac{u_2 \cdot c_2 \cdot \cos \alpha_2 - u_1 \cdot c_1 \cdot \cos \alpha_1}{g}. \quad (2.5)$$

Это и есть основное уравнение Эйлера для определения теоретического напора колеса турбомашин, написанное в самом общем виде и справедливое для всех лопастных машин, т.е. водяных паровых и газовых турбин, центробежных насосов и вентиляторов, а также турбокомпрессоров. В результате гидравлических сопротивлений протеканию жидкости через рабочее колесо, на преодоление которых затрачивается часть энергии, действительный напор, создаваемый насосом, меньше теоретического. Введя в уравнение (2.5.) гидравлический коэффициент полезного действия  $\eta_r$ , учитывающий уменьшение теоретического напора, получим значение теоретического напора:

$$H = \eta_r \cdot \frac{u_2 \cdot c_2 \cdot \cos \alpha_2 - u_1 \cdot c_1 \cdot \cos \alpha_1}{g}. \quad (2.6)$$

В центробежном насосе во избежание лишних потерь важно соблюдать условие безударного входа жидкости в рабочее колесо. Для этого жидкость подводят к насосу так, чтобы скорость  $c_1$  жидкости перед входом в колесо была направлена в плоскости, проходящей через ось насоса, и чтобы абсолютная скорость  $c_1$  жидкости не изменялась или же по возможности мало отличалась по направлению и величине от скорости  $c_0$ , т.е.  $c_1 = c_0$ .

В соответствии с этим  $\alpha_1 = 90^\circ$ , а второй член правой части равенства (2.6) превратится в ноль и уравнение Эйлера примет следующий вид:

$$H = \frac{\eta_r}{g} \cdot u_2 \cdot c_2 \cdot \cos \alpha_2. \quad (2.7)$$

Это и есть **основное уравнение центробежного насоса.**

### **Вопрос 2.3. Действительный напор центробежного насоса**

Основное теоретическое уравнение центробежного насоса было выведено на основании одномерной теории, при которой предполагается, что все частицы жидкости описывают в рабочем колесе и направляющем аппарате одни и те же траектории и что форма этих траекторий совпадает с кривизной лопатки. Это возможно лишь при осконечно большом числе лопаток. Однако в действительности рабочие колеса имеют конечное число лопаток определенной толщины,

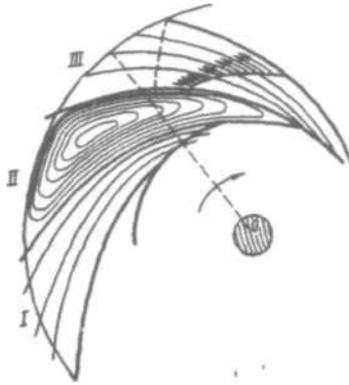


Рис. 2.4. Распределение скоростей в каналах рабочего колеса

в результате чего распределение скоростей в поперечном сечении каждого канала будет неравномерным, что может существенно снизить напор  $H$  (на 15-20%). Неравномерность распределения скоростей обусловлена следующими причинами. При вращении колеса жидкость, заполняющая его каналы, вращается в сторону, обратную вращению колеса. Это явление можно представить из рассмотрения движения жидкости в замкнутом объеме между лопатками, т. е. при закрытых внутреннем и внешнем выходных кольцевых сечениях канала.

На рис. 2.4. (канал *I*) показано струйное течение, соответствующее бесконечно большому числу элементарно тонких лопаток. Если жидкость не имеет вязкости, то она при вращении замкнутого сосуда вокруг какой-либо оси, жестко скрепленной с ним, будет вращаться относительно стенок этого сосуда в обратную сторону с той же угловой скоростью, с какой вращается сосуд вокруг оси. Это явление называют относительным вихрем, и оно будет тем слабее проявляться, чем вязче жидкость и уже каналы. Этот вихрь, складываясь с током жидкости от оси колеса к периферии, вызывает неравномерное распределение в каналах колеса (см. рис 2.4. канал *II*).

Кроме того, лопатки вращающегося колеса при передаче механической энергии жидкости, заполняющей его каналы, оказывают на нее давление, которое передается поверхностью лопатки, обращенной в сторону вращения колеса (выпуклой стороной), в результате чего давление на выпуклой стороне больше, чем на противоположной (вогнутой) стороне той же лопатки.

На основании уравнения Бернулли там, где в потоке жидкости больше нарастает давление (потенциальная энергия), будет меньше нарастать скорость (кинетическая энергия) и наоборот. Это приводит к увеличению скоростей в зоне вогнутой стороны лопатки и уменьшению скоростей в зоне выпуклой стороны лопатки, в результате чего получим распределение скоростей, показанное на рис. 2.4., канал *III*.

Указанная неравномерность скоростей в каналах колеса несколько изменяет картину скоростей на входе и выходе из колеса. Под влиянием относительного вихря абсолютная скорость у выхода несколько отклоняется в направлении против вращения колеса и уменьша-

я по величине. В соответствии с этим меняются стороны и углы  $\alpha_2$  треугольника скоростей у выхода из колеса.

Таким образом, действительная величина абсолютной скорости получается меньше  $c_2$ , угол наклона лопатки  $\beta'_2 < \beta_2$ , а угол  $\alpha'_2$  увеличивается относительно  $\alpha_2$ .

Следовательно, при конечном числе лопаток напор  $H^*$  создаваемый насосом, будет меньше напора Я.

При этом основное уравнение Эйлера примет вид:

$$H_d = \frac{\eta_r}{g} \cdot u_2 \cdot c_2 \cdot \cos \alpha'_2. \quad (2.8)$$

Так как измерить величину  $c'_2$  и  $\alpha'_2$  не представляется возможным, то в уравнение вводят поправочный коэффициент  $k$ , определяемый опытным путем для насоса каждого типа в зависимости от числа и формы лопаток, а также формы направляющих аппаратов.

Тогда выражение для действительного напора, развиваемого колесом с конечным числом лопаток, примет вид:

$$H_d = k \cdot \frac{\eta_r}{g} \cdot u_2 \cdot c_2 \cdot \cos \alpha_2. \quad (2.9)$$

Однако для практического использования это выражение можно преобразовать и представить в следующем виде:

$$H_d = K \cdot D_2^2 \cdot n^2 \quad (2.10)$$

где  $D_2$  - внешний диаметр рабочего колеса в м;

$n$  - частота вращения вала насоса в об/мин.

$K$  - коэффициент, зависящий от углов  $\alpha_m / \beta_r$  и коэффициента  $k$ , учитывающего конечное число лопаток.

#### Вопрос 2.4. Подача центробежного насоса

Основой для подачи центробежного насоса, т.е. количества жидкости, протекающей через рабочее колесо в секунду, может служить известное уравнение расхода жидкости:

$$Q = F \cdot v.$$

Для рассматриваемого случая (рис. 2.5.):

$$Q_T = (\pi \cdot D_2 - z \cdot \delta_2) \cdot b_2 \cdot c_m, \quad (2.11)$$

где  $D_2$  - наружный диаметр колеса;

$z$  - количество лопаток;

$\delta_2$  - толщина лопатки по окружности диаметром  $D_2$ ;

$b_2$  - ширина колеса на внешнем диаметре;

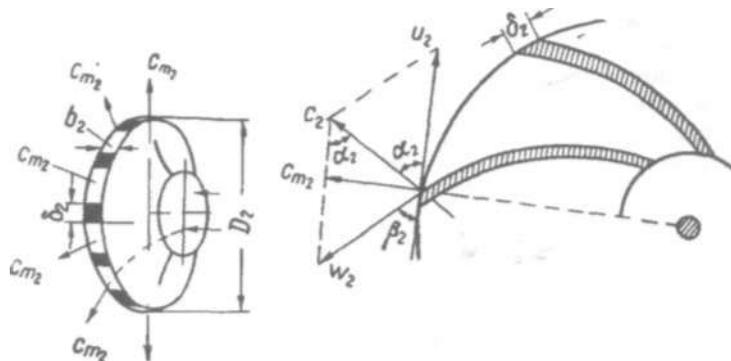


Рис. 2.5. Живое сечение на выходе жидкости из рабочего колеса

$c_{m2}$  – скорость выхода жидкости из колеса в меридиональном направлении.

В уравнении (2.11) площадь живого сечения колеса на внешней окружности можно выразить:

$$F = \lambda \cdot \pi \cdot D_2 \cdot b_2$$

где  $\lambda$  – коэффициент стеснения потока жидкости, учитывающий площади, занимаемые концами лопаток.

Этот коэффициент в зависимости от числа и толщины лопаток находится в пределах 0,92...0,95.

С учетом того, что

$$c_{m2} = c_2 \cdot \sin \alpha_2$$

и

$$u_2 = \frac{\pi \cdot D_2 \cdot n}{60}$$

после преобразований получим:

$$Q_T = \lambda \cdot \frac{\pi^2}{60} \cdot D_2^2 \cdot b_2 \cdot n \cdot \psi$$

Следовательно, теоретическую подачу центробежного насоса можно представить формулой:

$$Q_T = 0.164 \cdot \lambda \cdot \psi \cdot D_2^2 \cdot b_2 \cdot n$$

Отсюда видно, что подача центробежного насоса пропорциональна квадрату внешнего диаметра колеса, ширине его, числу оборотов и коэффициенту  $\psi$ , зависящему от изменения углов  $\alpha_2$  и  $\beta_2$ . Пределы изменения  $\psi = 0,09...0,13$ . Действительная подача  $Q$  несколько меньше  $Q_T$ :

$$Q = \eta_o \cdot Q_T,$$

где  $\eta_o$  – коэффициент утечки или объемный КПД, учитывающий шелевые потери жидкости через зазор между колесом и корпусом. Эти утечки жидкости обусловлены разностью давлений на выкиде и приеме колеса.

Следовательно, количество жидкости, протекающей через колесо больше действительной подачи насоса в напорную линию. Для уменьшения утечек указанный зазор делают небольшим - примерно 0,3...0,6мм. Величина  $T/o$  в зависимости от конструкции и размеров насоса изменяется в пределах 0,92...0,98. Таким образом, подачу насоса можно определить из выражения:

$$Q = 0,164 \cdot \lambda \cdot \psi \cdot \eta_o \cdot D_2^2 \cdot b_2 \cdot n. \quad (2.12)$$

Найденная величина подачи  $Q$  будет примерно соответствовать нормальной подаче насоса при данном напоре  $H$ , определяемом по формуле (2.10).

При других режимах работы насоса подача будет изменяться в зависимости от изменений напора согласно характеристике насоса.

## Вопрос 2.5. Мощность и коэффициент полезного действия центробежного насоса

Полезная мощность лопастного насоса равна

$$N_n = H \cdot g \cdot \rho \cdot Q, \quad (2.13)$$

где  $H$  - действительный напор;

$Q$  - действительная подача лопастного насоса ( формулы 2.10 и 2.12).

Мощность, потребляемая лопастным насосом, включает потери мощности в насосе и зависит, в частности от КПД насоса  $\eta$ .

$$N = \frac{N_n}{\eta} = \frac{H \cdot g \cdot \rho \cdot Q}{\eta}. \quad (2.14)$$

Потери мощности в лопастном насосе складываются из механических потерь, потерь на дисковое трение, объемных и гидравлических потерь.

Таким образом, КПД лопастного насоса равен произведению четырех КПД, соответствующих указанным потерям:

$$\eta = \eta_M \cdot \eta_d \cdot \eta_o \cdot \eta_T. \quad (2.15)$$

Механические потери мощности происходят в местах трения - в опорах (радиальных и осевых), у ступиц рабочих колес, в уплотнениях насоса и зависят от конкретной конструкции, типоразмера и качества изготовления узла в котором происходит трение. Механический КПД лопастных насосов изменяется в пределах  $\eta_w = 0,9...0,98$

Потери мощности на дисковое трение происходят в результате взаимодействия потока жидкости с внешними поверхностями дисков рабочих колес, а также разгрузочной пяты. Дисковый КПД лопастных насосов изменяется в пределах  $\eta_d = 0,85...0,95$ .

Объемные потери мощности обусловлены утечками через уплотнения рабочего колеса в уплотнениях вала насоса, в разгрузочной пяте и т.д. О величине объемного КПД было сказано выше.

Гидравлические потери мощности происходят в результате преодоления сопротивлений в подводе, рабочем колесе и отводе при движении жидкости через насос. Гидравлический КПД лопастных насосов изменяется в пределах  $\eta_h = 0,7...0,95$ .

КПД лопастных насосов, с учетом рассмотренных выше механического, дискового, объемного и гидравлического КПД изменяется в пределах  $\eta = 0,45...0,86$ . Максимальное значение КПД достигает 0,89 у наиболее мощных нефтяных центробежных магистральных насосов.

В зависимости от изменения величин множителей изменяется и величина общего КПД насоса. Обычно изменение общего КПД изображают кривой  $\eta = f(Q)$  в характеристике центробежного насоса.

## Вопрос 2.6. Уравновешивание осевого давления

Давление жидкости, находящейся в каналах рабочего колеса, на его внутренние стороны дисков практически уравновешено и не вызывает возникновения осевого давления. Давление жидкости на наружные стороны дисков рабочего колеса различно (рис. 2.6., а). Вследствие вращения дисков и относительно малого зазора между ними и корпусом насоса давление жидкости на наружные стороны дисков рабочего колеса уменьшается от сечения диаметром  $D_2$  к сечению диаметром  $D_1$ . При этом в области от  $D_2$  до  $D_1$  давление на диски рабочего колеса равны.

Следует отметить, что давления в этой области могут различаться при неодинаковых зазорах между дисками рабочего колеса и корпусом насоса. Тогда в результате разности давлений возникает осевое давление. Кроме того в области от  $D_1$  до  $D_2$  давление жидкости на диск со стороны всасывания (передний диск) меньше давления на задний диск. Разность этих давлений также приводит к возникновению осевого давления, направленного обычно в сторону всасывания.

Необходимо учитывать, что при определенных режимах работы насоса существенной величины достигает давление струи жидкости, входящей в колесо. Тогда осевое давление может быть направлено в сторону нагнетания.

Для устранения или уменьшения осевого давления применяются различные способы. Лопатки 1 (рис. 2.6.,б), расположенные на зад-

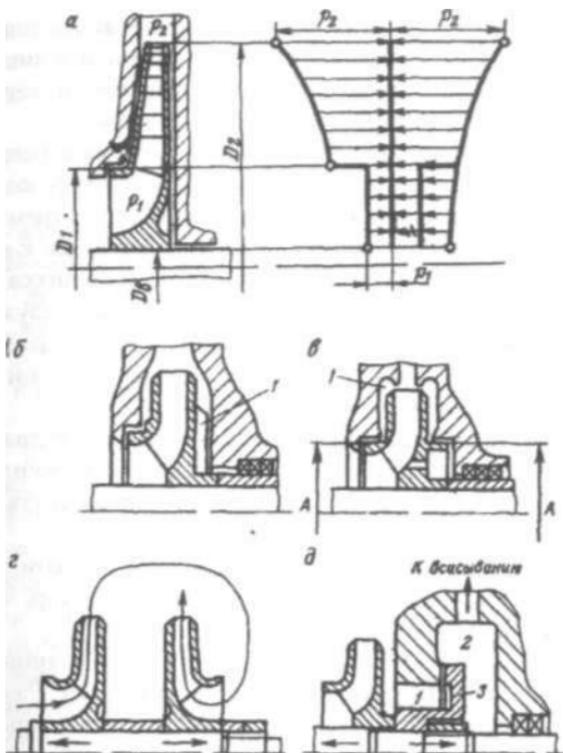


Рис. 2.6. Эпюра осевых сил. Схемы уменьшения осевых сил, действующих на вал

нем диске, уменьшают осевое давление, направленное в сторону всасывания. Отверстия в рабочем колесе и уплотнение на нем со стороны нагнетания (рис. 2.6., в) уравнивают давление на поверхностях *A*. Взаимно противоположное расположение рабочих колес (рис. 2.6., г) и разгрузочная пята 3 (рис. 2.6., д), отжимаемая вправо давлением в камере 1 (камера 2 соединена со всасыванием насоса), уменьшают осевое давление. Для снижения осевого давления применяют также Двусторонний подвод жидкости к рабочему колесу, рабочие колеса с дисками различного диаметра (увеличивают диаметр переднего диска или уменьшают диаметр заднего диска).

### Вопрос 2.7. Явление кавитации и допустимая высота всасывания

Неполадки в центробежных насосах возникают в результате несоблюдения условий входа жидкости в насос.

Если в отдельных областях насоса давление понизится до давления насыщенных паров, то в этих областях начнется вскипание жидкости с образованием в канале воздушных карманов, нарушающих плавность потока. Эти карманы заполняются парами.

Пузырьки паров увлекаются движущимся потоком и, попадая в сферу более высокого давления, конденсируются. Процесс конденсации происходит очень интенсивно. Частицы жидкости, стремясь заполнить область конденсирующегося пузырька, движутся к его центру с очень большими скоростями. При завершении процесса конденсации частицы жидкости внезапно останавливаются, в результате чего кинетическая энергия этих частиц переходит в энергию давления, причем местное повышение давления достигает значительной величины (десятков мегапаскалей).

Описанный процесс сопровождается местными гидравлическими ударами, повторяющимися десятки тысяч раз в секунду. Это явление называется кавитацией, которая может возникнуть как в стационарной, так и в движущейся части насоса.

Кавитация сопровождается сильным шумом, треском, вибрацией насоса, вызывает разрушение металла, понижает напор, производительность и КПД насоса.

Кроме механического разрушения металла, кавитация вызывает его коррозию. Особенно быстро разрушается чугун. Разрушаются и более стойкие металлы - бронза, нержавеющая сталь. Поэтому в работе насоса нельзя допускать кавитацию, а высота всасывания должна быть такой, при которой возникновение кавитации невозможно.

При эксплуатации центробежных насосов кавитация может возникнуть при понижении уровня жидкости во всасывающем резервуаре ниже расчетного, повышении температуры перекачиваемой жидкости, неправильной установке и неправильном монтаже насоса.

Высота всасывания определяется расстоянием, отсчитываемым по вертикали от оси колеса насоса до свободного уровня в резервуаре, из которого жидкость откачивается насосом. Если уровень жидкости находится ниже оси насоса, то высота всасывания положительна, а если выше оси насоса (подпор), то отрицательна. Высота всасывания центробежного насоса зависит от ряда факторов: барометрического давления (с уменьшением этого давления всасывающая способность насоса уменьшается); упругости паров перекачиваемой жидкости, зависящей от ее температуры; вязкости перекачиваемой жидкости и сопротивления всасывающего трубопровода; кавитационного запаса, необходимого для нормальной работы насоса.

С целью уменьшения потерь во всасывающем трубопроводе уменьшают, по возможности, его длину, делают его более прямым, устанавливают минимальное количество арматуры, избегают воздушных мешков,

снижают скорость движения жидкости. Для практических целей высоту всасывания центробежного насоса (в м) можно определить с достаточной точностью по опытной формуле, предложенной С.С. Рудневым:

$$H_s = H_a - 10 \cdot \left( \frac{n \cdot \sqrt{Q}}{c_{сп}} \right)^{4/3}, \quad (2.16)$$

где  $H$  - допустимая высота всасывания, отнесенная к горизонтальной оси рабочего колеса в м ст. жидкости;

$H$  - давление на свободную поверхность сверх упругости паров в м ст. жидкости;

$n$  - скорость вращения вала насоса в об/мин;

$Q$  - подача насоса в м<sup>3</sup>/сек (для насоса с двусторонним входом принимается равной половине подачи);

$c$  - кавитационный коэффициент, зависящий от быстроходности насоса  $n_s$ .

При перекачке нефтепродуктов, обладающих небольшой вязкостью, явление кавитации несколько ослабляется, так как коэффициент теплопередачи нефтепродуктов, меньший, чем у воды, замедляет процесс парообразования, а наличие в составе нефтепродуктов различных фракций углеводородов с различными точками кипения обуславливает более плавное изменение характеристики насоса. При перекачке горячих нефтепродуктов жидкость находится под давлением собственных паров ( $H_a = 0$ ).

Следовательно,

$$H_s = -10 \cdot \left( \frac{n \cdot \sqrt{Q}}{c_{сп}} \right)^{4/3}, \quad (2.17)$$

т. е. для работы насоса необходимо создать подпор.

### Вопрос 2.8. Зависимость подачи, напора и мощности от числа оборотов

Зачастую приходится испытывать насос при числе оборотов, отличном от нормального. Поэтому необходимо знать, как изменится подача, напор и мощность при изменении числа оборотов. Из рассмотрения формул (2.10, 2.12 и 2.14) видно, что если изменить число оборотов  $n$  вала насоса, которым соответствовали напор  $H$ , подача  $Q$  и мощность  $N$ , то будут получены новые напор  $H^*$ , подача  $Q^*$  и мощность  $N^*$  пропорциональные  $n^2$ .

Тогда

$$\frac{H_n}{H_1} = \frac{K \cdot D_2^2 \cdot n^2}{K \cdot D_2^2 \cdot n_1^2} = \frac{n^2}{n_1^2} = \left( \frac{n}{n_1} \right)^2 \quad (2.18)$$

т.е. напор, создаваемый насосом, пропорционален квадрату числа оборотов,  $H_d = f(n^2)$ ;

$$\frac{Q}{Q'} = \frac{0,164 \cdot \lambda \cdot \psi \cdot \eta_o \cdot D_2^2 \cdot b_2 \cdot n}{0,164 \cdot \lambda \cdot \psi \cdot \eta_o \cdot D_2^2 \cdot b_2 \cdot n_1} = \frac{n}{n_1} \quad (2.19)$$

т.е. подача насоса пропорциональна числу оборотов,  $Q = f(n)$ ;

$$\frac{N}{N'} = \frac{\frac{H \cdot g \cdot \rho \cdot Q}{\eta}}{\frac{H' \cdot g \cdot \rho \cdot Q'}{\eta}} = \frac{H \cdot Q}{H' \cdot Q'} = \frac{n^2 \cdot n}{n_1^2 \cdot n_1} = \frac{n^3}{n_1^3} = \left(\frac{n}{n_1}\right)^3 \quad (2.20)$$

т.е. при условии  $\eta = \text{const}$ , гидравлическая мощность пропорциональна кубу числа оборотов,  $N = f(n^3)$ . Полученные зависимости называют законом пропорциональности или подобия и ими широко пользуются для определения параметров насоса при изменении числа оборотов.

### Вопрос 2.9. Коэффициент быстроходности

С целью установления аналогии между рабочими колесами отдельных типов и отнесения их к определенной серии существует понятие коэффициента быстроходности колес  $n_s$ ; он является основной характеристикой, определяющей тип насоса, и влияет на выбор числа ступеней центробежного насоса. Коэффициентом быстроходности колеса насоса называется число оборотов такого эталонного колеса, которое геометрически подобно рассматриваемому, имеет одинаковые с ним гидравлический и объемный КПД, но создает напор  $H = 1\text{м}$  и имеет подачу  $Q = 0,1\text{м}^3/\text{сек}$ , т.е. развивает гидравлическую мощность  $1\text{кВт}$ .

Коэффициент быстроходности определяют из условий геометрического подобия по следующей формуле:

$$n_s = 3,65 \cdot n \cdot \frac{\sqrt{Q}}{H^{3/4}}, \quad (2.21)$$

где  $n$  – скорость вращения колеса в об/мин;

$Q$  – подача в  $\text{м}^3/\text{сек}$  при максимальном КПД;

$H$  – напор одного рабочего колеса в м вод. ст.

Для насоса с рабочим колесом двойного всасывания для подачи следует принимать  $\frac{Q}{2}$ . Коэффициент быстроходности – величина, определяющая для оптимального режима тип подобных насосов независимо от размеров и числа оборотов.



Рис. 2.7. Классификация рабочих колес в зависимости от быстроходности:

- a* – тихоходное колесо центробежного насоса ( $n_3 = 50 \dots 80$  и  $\frac{D_2}{D_3} = 2,5$ );
- б* – нормальное колесо центробежного насоса ( $n_3 = 80 \dots 150$  и  $\frac{D_2}{D_3} = 2$ );
- в* – быстроходное колесо центробежного насоса ( $n_3 = 150 \dots 300$  и  $\frac{D_2}{D_3} = 1,8 \dots 1,4$ );
- г* – колесо диагонального насоса ( $n_3 = 300 \dots 600$  и  $\frac{D_2}{D_3} = 1,2 \dots 1,1$ );
- д* – колесо пропеллерного насоса ( $n_3 = 600 \dots 1200$  и  $\frac{D_2}{D_3} = 1,8$ )

Лопастные насосы в зависимости от  $n_3$  разделяют на три основные группы: центробежные, диагональные и пропеллерные (осевые). Как следует из рис. 2.7., центробежные насосы при  $n_3 < 50$  не применяются, так как КПД таких насосов был бы низким из-за больших потерь на трение при протекании жидкости в узких каналах рабочего колеса. Это – область применения поршневых насосов, имеющих высокий КПД.

Так как при данных значениях  $Q$  и  $H$  коэффициент быстроходности  $n_3$  пропорционален числу оборотов насоса  $n$ , то с увеличением числа оборотов уменьшаются размеры и вес насоса.

Для получения больших напоров следует увеличивать число оборотов  $n$  данного колеса или увеличивать наружный диаметр колеса  $D_2$  ( $D_3$  – наружный диаметр входного канала колеса). Величина напора колеса пропорциональна квадрату его диаметра  $D_2$  и квадрату окружной скорости на выходе из колеса. Для получения больших напоров насосы выполняют многоступенчатыми или применяют последовательное соединение насосов.

Из рассмотрения формулы (2.21) следует, что при заданном числе оборотов  $n$  коэффициент быстроходности  $n_3$  увеличивается с увеличением подачи и уменьшением напора. Следовательно, тихоходные колеса служат для создания больших напоров при малой подаче, а быстроходные колеса (диагональные и пропеллерные) дают большую подачу при небольших напорах. Поэтому тихоходные насосы наиболее часто применяют для водоснабжения и в нефтяной

промышленности для подачи нефти из скважин, где требуется создание больших напоров, а пропеллерные насосы используют в установках, предназначенных для подъема больших масс жидкости на сравнительно небольшую высоту, например для подачи воды в оросительные каналы.

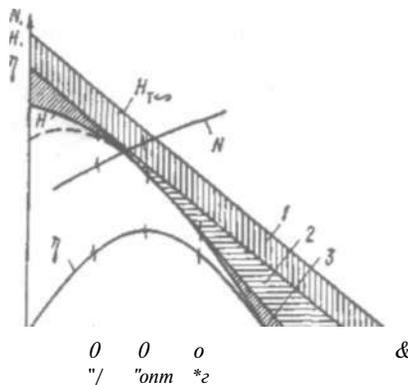
## Вопрос 2.10. Рабочая характеристика центробежного насоса

В характеристике центробежного насоса (рис.2.8.) указано изменение напора  $H$ , мощности  $N$ , потребляемой насосом, и КПД  $m$  в зависимости от подачи  $Q$  насоса при неизменной частоте вращения вала.

Режим работы насоса с наибольшим КПД называют оптимальным ( $Q_{opt}$ ). Область в пределах изменения подачи при небольшом снижении КПД ( $Q_1, Q_2$ ) называют рабочей. Насос рекомендуется применять в пределах этих параметров.

Теоретический напор насоса ( $H_{т\text{еор}}$ ) при бесконечном числе лопаток изменяется линейно в зависимости от изменения подачи. Действительно, с изменением подачи меняется только величина скорости  $c$ . прямо пропорциональная количеству жидкости, проходящей через каналы рабочего колеса. Таким образом, напор  $H_j$  как функция от подачи представляется прямой линией (см. рис. 2.8.).

При переходе к реальному насосу напор уменьшается, что обусловлено потерями в связи с конечным числом лопаток (на рис. 2.8. заштрихованная зона 1), потерями напора в каналах насоса (зона 2), потерями на входе в колесо, переходе в отвод и в отводе (зона 3).



Напор насоса обычно наибольший при нулевой подаче на режиме, который называется режимом закрытой задвижки. У некоторых насосов наибольший напор не совпадает с нулевой подачей. Характеристика такого насоса показана на рис. 2.8. пунктиром. Здесь, в области малых подач, работа насоса будет неустойчивой, так как напор не определяет однозначно количество подаваемой жидкости

(при одной и той же величине напора может быть подача большая и меньшая).

Рис. 2.8. Характеристика лопастного насоса

Нулевому напору насоса всегда соответствуют нулевой КПД наибольшая подача насоса, так называемая работа насоса на излив, без преодоления полезных сопротивлений. Мощность, потребляемая насосом при нулевой подаче или нулевом напоре, не равна НУЛЮ, так как при этих режимах имеются потери на дисковое трение, рециркуляцию жидкости у входа и выхода из колеса, механические и объемные потери (утечка).

Запуск центробежного насоса производится в режиме закрытой задвижки, так как при этом наименьшая мощность потребляемая насосом, а следовательно и минимальный пусковой ток на обмотке электродвигателя.

### Вопрос 2.11. Определение рабочей характеристики насоса при изменении частоты вращения вала

На рис. 2.9. показаны характеристики насоса при частоте вращения вала 2900 и 2600 об/мин. Подача  $Q_2$  получена пересчетом подачи  $Q$  по формуле (2.19). Новый напор (точка 2) определен по формуле (2.18). Мощность при новом режиме (точка 2') определена по формуле (2.20). КПД при новом режиме не изменяется, и точку  $\wedge$  перенесем по горизонтали в точку 2''.

Необходимо учесть, что при большом снижении частоты вращения колеса КПД насоса уменьшается, так как возрастает доля механических потерь.

Таким же порядком определяются все точки кривых характеристики.

Построив характеристики насоса при нескольких значениях вращения вала и соединив точки равного КПД, получим универсальную

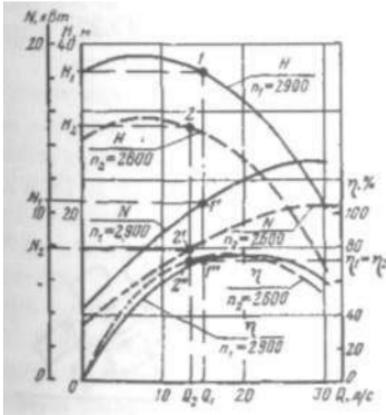


Рис. 2.9. Характеристика насоса при разных частотах вращения вала

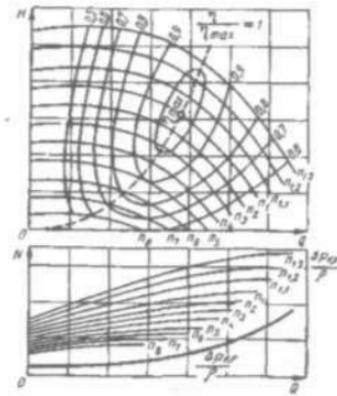


Рис. 2.10. Универсальная характеристика насоса при изменении частоты вращения его вала

характеристику насоса при изменении частоты вращения его вала (рис. 2.10). Если при построении универсальной кривой принимались внутренние КПД насоса, то кривые равных КПД представляют собой параболы. При общем КПД насоса (с учетом механических потерь в сальниках и подшипниках) эти кривые искажаются и не соответствуют форме параболы.

Универсальная характеристика позволяет по одному графику определить параметры насоса при изменении частоты вращения его вала.

### Вопрос 2.12. Обточка рабочих колес по диаметру

Как мы видели, подача и напор насоса находятся в определенной зависимости от внешнего диаметра рабочего колеса  $D_2$ .

Обточка большинства типов колес в небольших пределах (от  $D_2$  до  $D_2'$ ) мало изменяет выходной угол лопатки и площадь сечения канала между лопатками на выходе.

Рекомендуются следующие предельные величины обточки колеса в зависимости от коэффициента быстроходности  $n$ :

Таблица 1

$n_2$	60	120	200	300	350	>350
$\frac{D_{2_1} - D_{2_2}}{D_{2_1}}$	0,20	0,15	0,11	0,09	0,07	0,00

В этих пределах, используя формулы (2.10) и (2.12), можно принять:

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \left( \frac{D_{2_1}}{D_{2_2}} \right)^2; \quad (2.22)$$

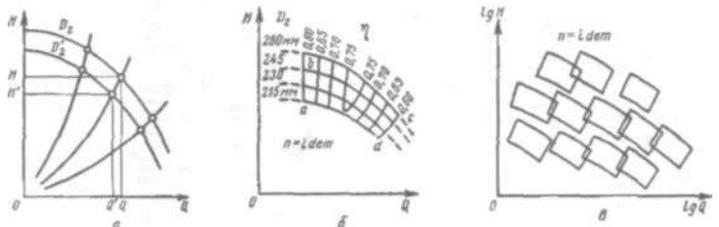


Рис. 2.11. Рабочие поля характеристик лопастных насосов при обточке колеса по диаметру

$$\frac{H_1}{H_2} = \left( \frac{D_{2_1}}{D_{2_2}} \right)^2 \quad (2.23)$$

Опыты показывают, что для режимов работы насоса, удовлетворяющих этим зависимостям, КПД насоса приблизительно одинаков. Приняв несколько изменений диаметра рабочего колеса насоса, можно построить универсальную характеристику и для обточки колеса (рис. 2.11, а).

По рекомендуемым пределам обточки и границам рабочей области по КПД определяется рабочее поле насоса (о, б, с, d, рис. 2.11, б). В каталогах иногда дается сводный график рабочих полей насосов (обычно в логарифмических координатах) (рис. 2.11, в), что значительно облегчает выбор насоса.

### **Вопрос 2.13. Влияние плотности и вязкости перекачиваемой жидкости на работу насоса**

Центробежные насосы на нефтяных промыслах применяются для подачи весьма разнообразных по своим физическим показателям жидкостей: сильно минерализованной воды (плотность более  $1000 \text{ кг/м}^3$ ), сырой нефти и некоторых нефтепродуктов (плотность менее  $1000 \text{ кг/м}^3$ ), но при этом с большой вязкостью.

Основные технические показатели любого насоса определяются при работе его на воде с плотностью  $1000 \text{ кг/м}^3$  и вязкостью  $0,01 \text{ см}^2/\text{с}$  и вносятся в техническую документацию на насос. Поэтому при выборе и эксплуатации центробежного насоса необходимо учитывать влияние плотности и вязкости подаваемой жидкости на характеристику насоса.

Полезная мощность насоса и потери мощности (за исключением механических потерь в сальниках и опорах) изменяются с изменением плотности подаваемой жидкости. С уменьшением плотности жидкости уменьшается полезная мощность, вследствие чего уменьшается и КПД насоса. С увеличением плотности происходит обратное - увеличиваются полезная мощность и КПД насоса. Подача  $Q$  и напор  $H$  насоса не зависят от плотности подаваемой жидкости, и характеристика  $Q-H$  насоса остается неизменной. Давление насоса изменяется прямо пропорционально плотности жидкости.

Изменение вязкости жидкости влияет в основном на потери мощности, на дисковое трение и гидравлические сопротивления движению потока жидкости и оказывает значительно большее по сравнению с плотностью жидкости влияние на потери мощности. При подаче вязкой сырой нефти и нефтепродуктов потери мощности насоса резко увеличиваются, и КПД насоса уменьшается, несмотря на увеличение

объемного КПД в результате уменьшения объемных потерь. При увеличении вязкости подаваемой жидкости уменьшаются напор и подача насоса, и характеристика  $Q-H$  снижается.

При пересчете технических показателей насоса при подаче им воды на подачу более вязкой жидкости используются экспериментальные данные. Теоретическое решение такой задачи затруднено из-за сложности явлений, происходящих в насосах. Для анализа экспериментальных данных и пересчета технических показателей насоса Д.Я. Сухановым, Р.И. Шищенко, М.Д. Айзенштейном и другими предложено несколько методов.

В большинстве методов используются пересчетные коэффициенты для подачи ( $K_v$ ), напора ( $K_H$ ) и КПД ( $K_{\eta}$ ) насоса. Зная технические показатели насоса при подаче им воды (с индексом «В»), можно определить новые технические показатели при подаче вязкой жидкости (с индексом п) по формулам:

$$Q_v = K_{qv} \cdot Q_B; \quad (2.24)$$

$$H_v = K_{Hv} \cdot H_B; \quad (2.25)$$

$$\eta_v = K_{\eta v} \cdot \eta_B. \quad (2.26)$$

#### **Вопрос 2.14. Работа центробежного насоса в одинарный трубопровод**

При практическом использовании насосов всегда имеется следующая система: подвод жидкости к насосу - насос - нагнетательный трубопровод - потребитель. Характеристики всех четырех частей системы связаны между собой.

Первая часть системы определяет напор у входа жидкости в насос. Минимальная ее величина ограничена допустимой высотой всасывания. Жидкость, подводимая к насосу, может иметь и большой напор, например при последовательной работе насосов. Наибольший напор на всасывании ограничивается прочностью узлов насоса. Напор на всасывании насоса может изменяться в зависимости от величины подачи.

Напор у выкида насоса будет равен сумме напора у входа в насос и напора, создаваемого насосом. Таким образом, может быть получена характеристика  $Q-H$  первых двух частей системы.

Примем, что нагнетательный трубопровод и потребитель представлены одной характеристикой, полученной суммированием характеристик трубопровода и потребителя.

Эта характеристика зависит от требований потребителя (высоты подъема или необходимого давления жидкости) и от потерь напора в нагнетательном трубопроводе. Последнее растет с увеличением подачи.

Суммарную характеристику нагнетательного трубопровода и потребителя будем далее условно называть характеристикой нагнетательного трубопровода.

Наложением характеристики первых двух частей системы на характеристику нагнетательного трубопровода можно найти рабочий режим всей системы.

На рис. 2.13 даны суммирующая характеристика приемной и напорной частей системы (кривая 1). Напор на приеме насоса зависит от уровня, с которого поднимается жидкость, и потерь напора в трубопроводе. Характеристика насоса представлена кривой 2. Пересечение характеристик 1 и 2 (точка А) определяет рабочий режим всей системы.

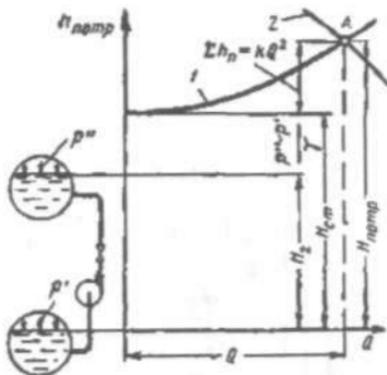


Рис. 2.13. Характеристика работы насосной установки

Рабочая точка А показывает какой напор  $H$  должен создать насос для того, чтобы поднять жидкость на высоту  $H_n$  и преодолеть при этом гидравлические сопротивления

$$\sum h_n = k \cdot Q^2.$$

## Вопрос 2.15. Работа насоса в разветвленный трубопровод

На практике встречаются случаи, когда насос или насосная станция подают жидкость не одному потребителю, а нескольким по разветвленному трубопроводу. При этом требования потребителей, протяженность и сечения трубопроводов различны. На рис. 2.14 показана схема подачи жидкости одним насосом в два резервуара, находящиеся на разных уровнях.

Насос создает напор более высокий, чем уровни жидкости в резервуарах. Таким образом жидкость подается в оба резервуара. Пренебрегаем потерями напора в трубопроводе до разветвления точки В. Тогда характеристики трубопроводов ВС и ВD будут представлены соответствующими кривыми, а насоса - кривой В.

Суммарная характеристика трубопроводов получается сложением абсцисс кривых ВС и ВD и будет представлена кривой  $BC + BD$  (от точки 1 до обозначения  $BC + BD$ ). Пересечение этой кривой с характеристикой насоса в точке А определяет режим его работы на разветвленный трубопровод. При этом общая подача будет равна  $Q^{\wedge} + Q_D$ ,

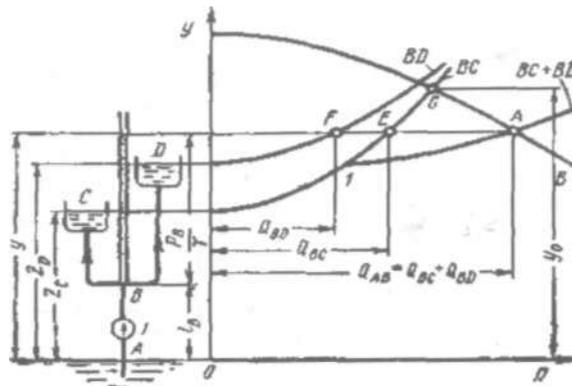


Рис. 2.14. Работа насоса на разветвленную сеть

а подача по отдельным ветвям трубопровода определится пересечением горизонтали, проведенной из точки *A*, с характеристиками соответствующих трубопроводов.

Во всех случаях работы насоса точка *A* должна быть в области его эффективного рабочего режима (см. рис. 2.14).

Возможно, что при оснащении системы насосом его напор будет больше требуемого, и подача насоса может значительно увеличиться. Насос будет работать не в рекомендуемой области и с подачей, отличной от требуемой. Если насос нельзя заменить, то необходимо отрегулировать его.

### Вопрос 2.16. Параллельная работа центробежных насосов

В практике использования насосов на нефтяных промыслах часто появляется необходимость работы нескольких насосов на один нагнетательный трубопровод.

Наиболее часто насосы работают параллельно (насосные станции водоподъема, перекачки нефти, нагнетание воды в пласт). Такие насосы обычно устанавливают в одной насосной. Они могут иметь разные характеристики. Рассмотрим упрощенный случай работы двух насосов, близкий к практическим задачам, когда можно пренебречь сопротивлением всасывающей части системы и напорных трубопроводов до узловой точки *O* (рис. 2.15). Насосы и их характеристики имеют индексы *I* и *II*.

При параллельной работе насосов подача их складывается, а напоры равны. Для получения суммарной их характеристики необхо-

димо сложить абсциссы характеристик обоих насосов при равных ординатах (напорах).

Суммарная характеристика обоих насосов представлена кривой  $I+II$ . Характеристика нагнетательного трубопровода пересекает суммарную характеристику насосов в точке  $A$ . При этом подача будет равна  $Q = Q_1 + Q_2$ , а на  $H_1 = H_{II}$ . Таким образом, режимы работы насосов  $I$  и  $II$  определяются точками  $C$  и  $B$ . При параллельной работе двух насосов возможен режим их работы, при котором напор одного из них

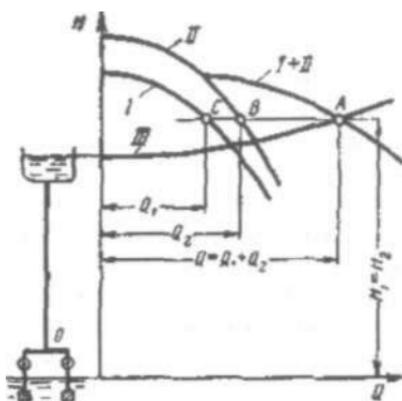


Рис. 2.15.  
Параллельная работа насосов

(например насоса  $II$ ) превысит напор другого в его режиме нулевой подачи. Тогда насос  $II$  будет нагнетать жидкость через насос  $I$  в сторону его приема. Такая работа возможна, например, при возрастании давления в нагнетательном трубопроводе  $III$  и в случае запуска одного из насосов при открытой задвижке на его выкиде и при работающем втором насосе.

Поэтому необходимо для параллельной работы подбирать насосы так, чтобы рабочий напор не превышал напора при нулевой подаче одного из насосов. Рекомендуется подбирать насосы для параллельной работы с возможно близкими напорами при нулевой подаче. Для предотвращения перекачки жидкости одним насосом через другие необходимо у выкидов насосов устанавливать обратные клапаны.

### Вопрос 2.17. Последовательная работа центробежных насосов

Последовательная работа насосов применяется при необходимости увеличить напор жидкости, подаваемой в нагнетательный трубопровод. При этом первый насос (рис. 2.16.) подает жидкость на прием второго насоса. Второй насос нагнетает ее в трубопровод.

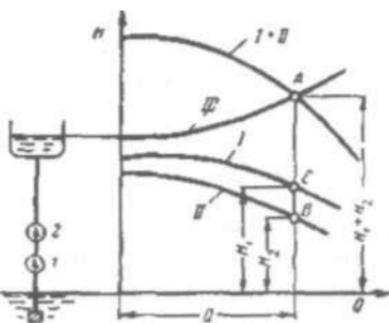


Рис. 2.16.  
Последовательная работа насосов

Таким образом, через оба насоса проходит одинаковое количество жидкости  $Q$ , которая подается в нагнетательный трубопровод с напором, равным сумме напоров насосов  $I$  и  $II$ .

Суммарная характеристика двух насосов представлена кривой  $I + II$ , характеристика нагнетательного трубопровода - кривой  $III$ . Эти кривые пересекаются в точке  $A$ , являющейся рабочей точкой системы. Режимы работы насосов  $I$  и  $II$  пересекаются точками  $C$  и  $B$ .

При последовательной работе насосов подача первого насоса должна быть равной подаче второго или несколько большей (в пределах рабочей области второго насоса), а напор в начале нагнетательного трубопровода должен быть допустимым для второго насоса по условию сохранения его прочности.

## **Вопрос 2.18. Регулирование параметров работы центробежного насоса**

Регулирование параметров работы центробежного насоса можно осуществить при постоянном или измененном числе оборотов ротора. При изменении числа оборотов подача, напор и мощность изменяются по закону подобия согласно формулам (2.18), (2.19) и (2.20). При перекачке жидкости с изменением ее вязкости результаты указанных соотношений несколько отличаются.

**Регулирование при постоянном числе оборотов.** Существует несколько способов регулирования:

1. Регулирование дросселированием на напорном трубопроводе при помощи задвижки - простая операция, поэтому широко применяется. Однако при этом происходит потеря энергии, снижается КПД, так как в задвижке теряется часть напора, создаваемого насосом. Точка пересечения  $A$  характеристик насоса и трубопровода перемещается влево по кривой  $Q-H$  (рис. 2.13). Абсцисса новой точки соответствует уменьшенной подаче.

2. Регулирование дросселированием на приемном трубопроводе. Однако этот способ не может быть рекомендован, так как к указанным недостаткам такого регулирования добавляется еще большее снижение КПД вследствие ухудшения всасывающей способности, выделение паров жидкости и затем возможность появления кавитации.

3. Регулирование впуском небольшого количества воздуха в приемную трубу. Однако этот способ, несмотря на его сравнительную экономичность, не применяется при перекачке нефти и нефтепродуктов.

При впуске воздуха в приемную трубу при перекачке легко испаряющихся жидкостей, помимо явления кавитации, может произойти взрыв.

4. Регулирование перепуском части нагнетаемой жидкости из напорного патрубка в приемный. Осуществляется перепуск жидкости через обводную линию (байпас).

При перепуске части жидкости по обводной линии общая подача насоса увеличивается, а напор в соответствии с характеристикой снижается. Однако этот способ регулирования неэкономичен, так как с перепускаемой жидкостью теряется затраченная энергия.

В многоступенчатых насосах часть жидкости перепускают не из напорной линии, а с первой или второй ступени. При этом теряется меньшая часть энергии и экономичность регулирования повышается.

5. Регулирование изменением схемы соединения насосов. Как было указано, совместная работа насосов может быть осуществлена при параллельном и последовательном их соединении. При последовательном соединении однотипных насосов развиваемые ими напоры складываются, а при параллельном соединении складываются подачи. Пренебрегая потерями, можно считать, что при последовательном соединении одинаковых насосов напор удваивается, а при параллельном их соединении подача возрастает и распределяется поровну между насосами, но получается меньше суммы подач тех же насосов, работающих в отдельности на заданный трубопровод. Таким образом, переключением насосов с последовательного соединения на параллельное и наоборот можно изменять подачу жидкости в трубопровод и ее напор.

Указанный способ регулирования можно применять при перекачке нефти, когда в зависимости от температуры окружающей среды (летом, зимой) изменяется противодавление в трубопроводе.

6. Регулирование уменьшением диаметра рабочих колес.

При этом способе не затрачивается лишняя энергия. Способ широко применяется для центробежных насосов спирального типа и заключается в уменьшении наружного диаметра рабочих колес обтачиванием в соответствии с универсальной характеристикой.

7. Регулирование уменьшением количества рабочих колес. Применяется, когда насос может развить напор больший, чем противодавление в трубопроводе.

8. Регулирование закрытием некоторого количества каналов рабочего колеса. При этом уменьшаются подача и напор насоса.

Последние три способа экономичны, но связаны с остановкой и разборкой насоса и применяются, когда режим работы меняют на продолжительное время.

На нефтепромыслах в основном применяют первый и четвертый способы регулирования.

## **Вопрос 2.19. Эксплуатация центробежных насосов**

В процессе работы насоса необходимо систематически проверять нагрев подшипников и сальников насоса, а также давление по манометру и следить за приборами, показывающими поступление масла " воды для охлаждения. Система охлаждения должна обеспечить температуру подшипников, не превышающую 60° С.

Следует следить за тем, чтобы уровень жидкости отвечал требуемой высоте всасывания или подпора насоса, особенно при пуске или прогреве агрегата. При остановке насоса необходимо медленно закрыть задвижку на напорном трубопроводе и выключить двигатель. После охлаждения насоса (горячего) нужно закрыть все вентили, подводящие масло и воду для охлаждения, а также закрыть краны у манометров.

Если насос останавливают на длительное время, рабочие колеса, уплотняющие кольца, защитные гильзы вала, втулки и все обтекаемые жидкостью детали следует смазать, а сальниковую набивку вынуть.

Узлами центробежного насоса, определяющими продолжительность его бесперебойной работы, являются сальники и подшипники, поэтому их монтажу и уходу за ними необходимо уделять особое внимание. При нагреве сальника следует несколько раз включить и выключить насос, пока не просочится масло через набивку. Если масло не появится, то это означает, что сальник слишком туго набит, и его нужно ослабить. Нагрев подшипников, прекращение поступления смазки, вибрация или ненормальный шум свидетельствуют о неполадках в насосе; последний должен быть немедленно остановлен для осмотра и устранения причин, вызывающих ненормальную его работу.

При помощи насосов на нефтепромыслах перекачивают нефть из резервуаров сборных установок, буферных и участков нефтесборных пунктов и сборных общепромысловых и товарных парков, а также их используют для внутренней перекачки на деэмульсационных и стабилизационных установках.

Для этого сооружают насосные станции, отличающиеся друг от друга количеством и производительностью насосов, а также общими размерами зданий. Для сборных установок и участков пунктов специальных зданий насосных станций обычно не сооружают, а насосы монтируют на металлических передвижных основаниях - салазках и защищают от атмосферных влияний капотом с жалюзийными решетками.

Для общепромысловых и товарных парков применяют мощные насосы и сооружают специальные здания. Выбор производительности, типа и количества насосов зависит от количества перекачиваемой жидкости, ее вязкости, числа часов работы в сутки и вида энергии для двигателя.

Наиболее широко применяют на нефтепромыслах центробежные насосы, как более экономичные и удобные в обслуживании. Но область их применения ограничена, так как КПД насоса с увеличением вязкости нефти резко снижается.

В качестве привода обычно применяют электродвигатели и только при отсутствии электроэнергии пользуются двигателями внутреннего сгорания.

Насосную станцию следует располагать так, чтобы был обеспечен самотек от резервуаров к насосам. Это особенно важно для цен-

требных насосов, пуск которых возможен при герметичном всасывающем трубопроводе.

По условиям ремонта и эксплуатации целесообразно устанавливать по возможности однотипные насосы с одинаковой производительностью.

При определении размеров и конструкции здания насосной станции руководствуются нормами и требованиями техники безопасности. Агрегаты должны быть расположены так, чтобы были обеспечены полная безопасность и удобство обслуживания, возможность монтажа и разборки машин. Для этого должен быть доступ к каждому агрегату со всех сторон.

Проход между агрегатами принимается не менее 1 м при низковольтных электродвигателях и не менее 1,5 м при высоковольтных. Расстояние между неподвижными выступающими частями оборудования должно быть всегда не менее 0,7 м. Расстояние от длинных сторон фундаментных плит электронасосов до стенки не менее 1,25 м. Исключение может быть допущено для насосов с диаметром напорных патрубков не более 150 мм, которые можно устанавливать на расстоянии 0,8 м от стены.

При двухрядном расположении насосов проходы между выступающими частями насосов, расположенных в разных рядах, должны составлять не менее 2 м.

В насосных могут быть установлены любые двигатели. Однако при перекачке нефти и нефтепродуктов с температурой вспышки паров 45° С и ниже двигатели внутреннего сгорания и взрывоопасные электродвигатели должны быть ограждены от помещения насосов глухой стеной из негорючих материалов. Вал, соединяющий двигатель с насосом, должен быть пропущен через сальник. Не допускается для этих насосов применение плоскоременных передач.

Здание насосной станции сооружают из огнестойких или полугонестойких материалов.

Здание насосной станции должно быть оборудовано паровым или водяным отоплением, водопроводом, канализацией, взрывобезопасным электроосвещением и вентиляцией. Вентиляция в насосной может быть естественной или принудительной и должна обеспечивать 10–15-кратный обмен воздуха.

## **Вопрос 2.20. Конструктивные особенности центробежных насосов**

**Конструкция рабочих колес и отводов центробежного насоса.** На рис. 2.17. показан наиболее простой по конструкции одноступенчатый консольный насос с осевым входом. Основными узлами этого и других центробежных насосов являются: подвод насоса 2, рабочее колесо 4, отвод 1, уплотнения рабочего колеса 3, сальник 5, вал насоса 6,

опоры вала 7. Вал насоса соединяется с приводящим двигателем с помощью муфты 5. Жидкость поступает в подвод насоса и перемещается рабочим колесом в отвод, который соединен с нагнетательным трубопроводом.

Рабочее колесо в большинстве насосов состоит из следующих частей: ступицы, переднего и заднего дисков и лопастей. Вращение вала насоса передается закрепленной на нем ступице и соединенному со ступицей заднему диску, а затем лопастям и переднему диску рабочего колеса.

Как видно, такой тип рабочего колеса аналогичен по своей конструкции колесу консольного насоса (см. рис. 2.17.), которое имеет два уплотнения (на переднем и заднем диске). Уплотнение на заднем диске колеса и разгрузочные отверстия позволяют уменьшить осевое давление, действующее на колесо.

В насосах многих типов применяется, как отмечалось выше, взаимно противоположное расположение рабочих колес, при котором в насосе имеются два подвеса и один отвод.

Такая конструкция центробежных насосов полностью исключает осевое давление. Они предназначены для подачи больших количеств жидкости. Применяются рабочие колеса с одним диском (полуоткрытые) и без дисков (открытые). В полуоткрытых и открытых рабочих колесах существенно уменьшены потери мощности на дисковое трение. Такие насосы имеют несколько меньшие осевые габаритные размеры, чем насосы с обычными рабочими колесами. Такая конструкция дает преимущества, например, в многоступенчатых скважинных насосах, где число ступеней достигает нескольких сотен, и уменьшение длины насоса приобретает большое значение. Отводы насосов могут быть спиральными и лопаточными.

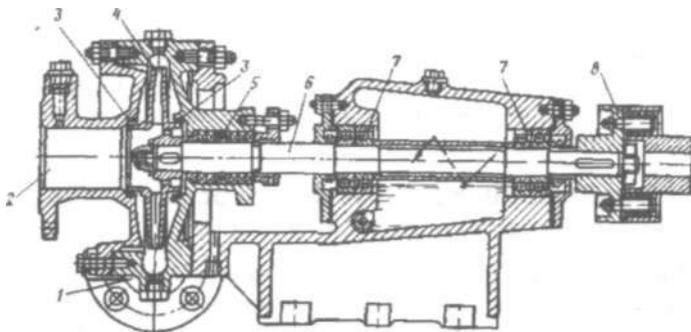


Рис 2.17. Консольный насос

В многоступенчатых насосах отвод переходит в канал, подводящий жидкость к следующему рабочему колесу. Отвод при этом может быть кольцевым и с непрерывной лопаточной системой. Лопаточный отвод, а в многоступенчатом насосе узел отвода и подвода часто называется направляющим аппаратом.

**Уплотнения в насосе.** Уплотнения в насосе предназначаются для предотвращения утечек жидкости или проникновения воздуха в полости всасывания насоса, уменьшения утечек жидкости в зазорах между рабочим колесом и корпусом, отводом или направляющим аппаратом насоса и предотвращения утечек жидкости в месте уплотнения вала.

В консольном насосе проникновение воздуха на его вход возможно только через соединение входа с подводящим трубопроводом. В этом месте применяются различные уплотнения (во фланцевом соединении уплотнительные кольца, прокладки и др.). В насосе с выносными опорами устанавливаются уплотнения по вращающемуся валу. Применяются в основном уплотнительные устройства двух типов: сальники с уплотнениями из мягкого материала и торцевые уплотнения.

Сальник (рис. 2.18, а) состоит из упругой набивки 1 и грундбуксы 2, поджимающей набивку. Грундбукса подтягивается обычно двумя гайками, навинчивающимися на шпильки, которые ввинчены в корпус насоса (см. рис. 2.17.). Сальники, устанавливаемые на входе насоса, часто имеют полое кольцо (фонарь), к которому подается заградительная жидкость под небольшим давлением. В результате создается дополнительное препятствие попаданию воздуха на вход насоса.

В сальниках на выходе насоса иногда устанавливаются полые кольца для подвода охлаждающей или смазывающей жидкости или задержки и отвода подаваемых насосом токсичных или огнеопасных жидкостей.

Упругая набивка сальника прижимается к валу с большим усилием. Это вызывает нагрев и износ вала и набивки. Поэтому при подтягивании грундбуксы не следует прикладывать чрезмерное усилие, но в то же время необходимо поджимать набивку регулярно.

Упругая набивка обычно изготавливается из хлопчатобумажного шнура, пропитанного графитом и жиром. При высоких температурах применяется асбестовый шнур и другие специальные набивки. Упругая набивка сальника иногда чередуется с кольцами из антифрикционного металла которые применяются для отвода теплоты от вала, а в некоторых случаях для лучшей его центровки. Для предохранения вала от износа на него обычно надевается втулка.

Широкое распространение получили торцевые уплотнения (рис. 2-18, б), состоящие из неподвижного кольца 1, закрепленного в корпусе

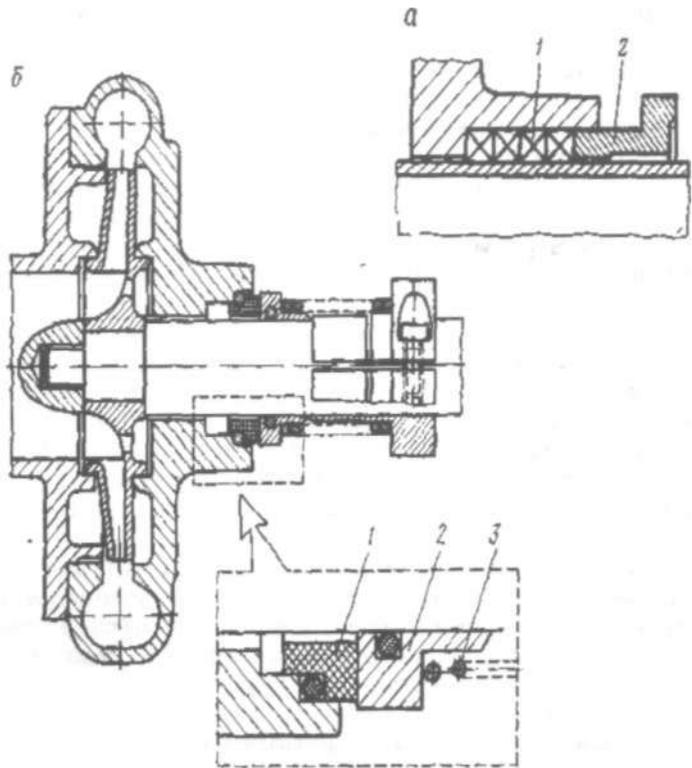


Рис. 2.18. Сальниковое (а) и торцевое (б) уплотнения

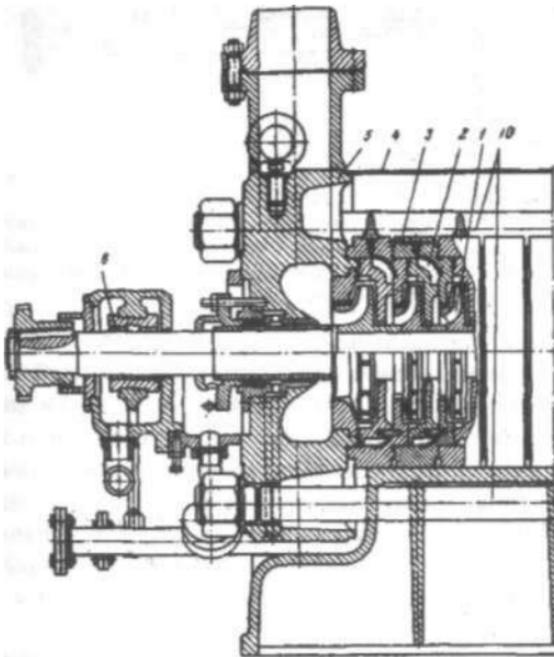
насоса, и кольца 2, вращающегося с валом. Кольцо 2 прижимается к кольцу 1 пружиной 3, которая может располагаться и в неподвижных деталях. При применении заградительной жидкости, последняя подводится между двумя торцевыми уплотнениями. Давление на плоскости соприкосновения колец составляет 0,08-0,15 МПа. Кольца изготавливаются из износостойчивых материалов (бронза, нержавеющая сталь, керамика, твердые сплавы, обработанный для получения повышенной твердости графит) и отличаются высокой точностью размеров и чистотой обработки поверхностей. Торцевые уплотнения применяются, в частности, в нефтяных магистральных насосах, подающих нефть и нефтепродукты с температурой от -15 до +80 °С и содержанием механических примесей по объему не более 0,2 %. Торцевые уплотнения обеспечивают герметичность в месте выхода вала из корпуса насоса. К материалам пар трения торцевых уплотнений

предъявляются следующие требования: стойкость к воздействию подаваемой среды (потери по массе за 60 сут. не более 0,01 %), непроницаемость для подаваемой среды, отсутствие схватывания и заедания в момент пуска насоса, фрикционная теплостойкость (наработка до появления первой трещины не менее 3000 ч), значение коэффициента трения на контакте не более 0,1. Средняя наработка на отказ торцевых уплотнений нефтяных магистральных насосов составляет 10000 ч.

### **Вопрос 2.21. Конструкция центробежного насоса серии ЦНС - 180.**

#### **Схема узла гидроразгрузки.**

В настоящее время широко внедрена эксплуатация нефтяных месторождений с применением методов воздействия на нефтяные пласты для увеличения добычи нефти, в частности заводнения нефтяных пластов, для чего применяются в основном центробежные многоступенчатые секционные насосы ЦНС (см. рис. 2.19).



**Рис. 2.19. Насос ЦНС секционного типа:**

- 1 - рабочее колесо; 2 - направляющий аппарат; 3 - секция; 4 - защитная рубашка;
- 5 - крышка всасывания; 6 - крышка нагнетания; 7 - разгрузочный диск;
- 8 - подшипники скольжения; 9 - комбинированные концевые уплотнения;
- 10 - шпильки стягивающие секции насоса

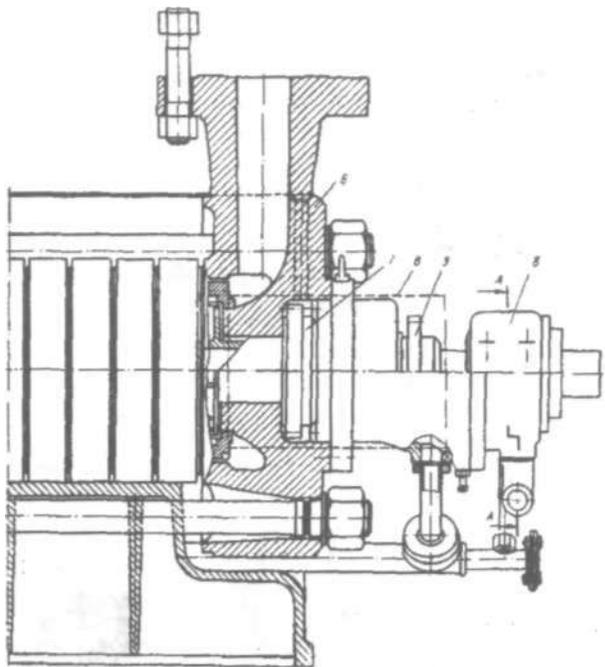


Рис. 2.19. Насос ЦНС секционного типа:

- 1 - рабочее колесо; 2 - направляющий аппарат; 3 - секция; 4 - защитная рубашка;  
 5 - крышка всасывания; 6 - крышка нагнетания; 7 - разгрузочный диск;  
 8 - подшипники скольжения; 9 - комбинированные концевые уплотнения;  
 10 - шпильки стягивающие секции насоса

Насосы ЦНС предназначены для подачи чистой неагрессивной воды с содержанием механических примесей не более 0,1 % по массе и размером твердых частиц не более 0,1 мм с подачей до 1000 м<sup>3</sup>/ч и напором от 20 до 2000 м. КПД насосов в зависимости от типоразмера изменяется от 44 до 80 %. Материалы быстроизнашивающихся деталей обеспечивают наработку на отказ: для нержавеющей стали - не менее 10000ч; для чугуна и углеродистых сталей - не менее 5000 ч; для насосов работающих на загрязненной неагрессивной воде с содержанием механических примесей до 0,5% по массе и размером частиц до 0,2мм, - 2400ч.

Для подачи большого количества воды применяется насос ЦНС 500-1900 с подачей от 300 до 720 м<sup>3</sup>/ч при напорах соответственно от 2020 до 1600 м. В номинальном режиме при подаче 500 м<sup>3</sup>/ч насос развивает напор 1875 м. Приводом служит двигатель СТД - 4000 - 2 мощностью 4000 кВт с частотой вращения 50с<sup>-1</sup>.

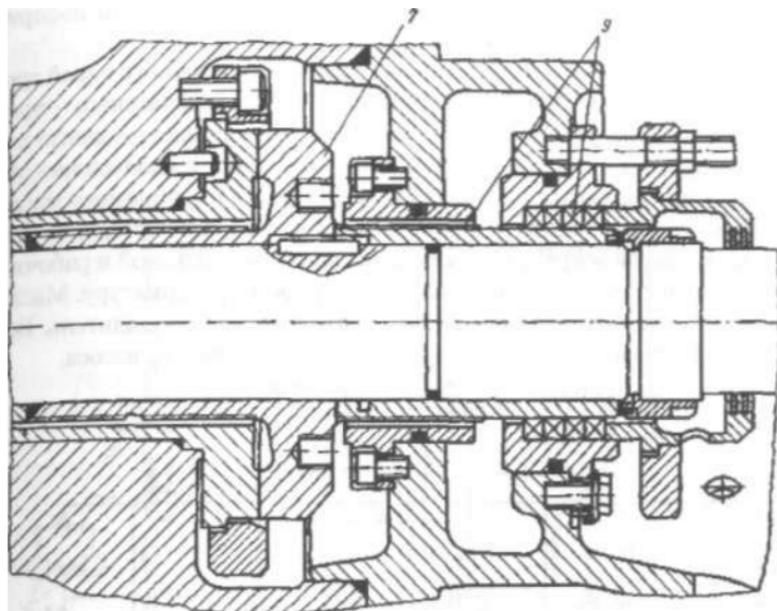


Рис 2.19а. Схема узла гидроразгрузки

Конструкция насосов типа ЦНС максимально унифицирована. Базовыми деталями насоса (см. рис. 2.19) являются: рабочее колесо 1, направляющий аппарат 2, секция 3, защитная рубашка 4, крышка всасывания 5 и нагнетания 6.

Различные напоры насосов достигаются в результате изменения числа ступеней: от 6 до 8 у насосов ЦНС 500 и от 8 до 16 у насосов ЦНС 180.

Детали в насосах для обеспечения высоких показателей надежности и долговечности изготавливают из хромистых сталей: рабочие колеса и направляющие аппараты - литые из стали 20Х13Л; секции, основные детали гидравлической разгрузочной пяты и защитные втулки вала-поковки - из стали 20Х13; вал-поковка - из стали 40ХФА; крышка всасывания - литая из чугуна СЧ 21 - 40; крышка нагнетания - литая из стали 25Л.

Секции насоса зажаты между всасывающей и нагнетательной крышками, которые стягиваются шпильками. Стыки секций уплотняются за счет контакта из уплотняющихся поясков и дополнительно за счет резиновых уплотнительных колец.

Переток воды между ступенями насоса ограничен передними и задними щелевыми уплотнениями рабочего колеса. Концевые уплотнения насоса комбинированные, при этом щелевое уплотнение

предназначено для разгрузки сальникового. Осевое давление воспринимается разгрузочной пятой.

Опорами вала насоса служат подшипники скольжения с парой трения вала - баббит во втулке подшипника. Смазка подшипника - принудительная, масляная. Валы насоса и синхронного электродвигателя СТД соединены зубчатой муфтой. Система смазки и охлаждения узлов насосного агрегата предназначена для подачи турбинного масла для смазки и охлаждения подшипников насоса, электродвигателя, а также зубчатой муфты. Маслосистема включает пусковой и рабочий шестеренные насосы, бак, маслоотделитель, фильтр и арматуру. Масло охлаждается водой, подаваемой в змеевиковый маслоохладитель. Водой также охлаждаются сальники концевых уплотнений насоса.

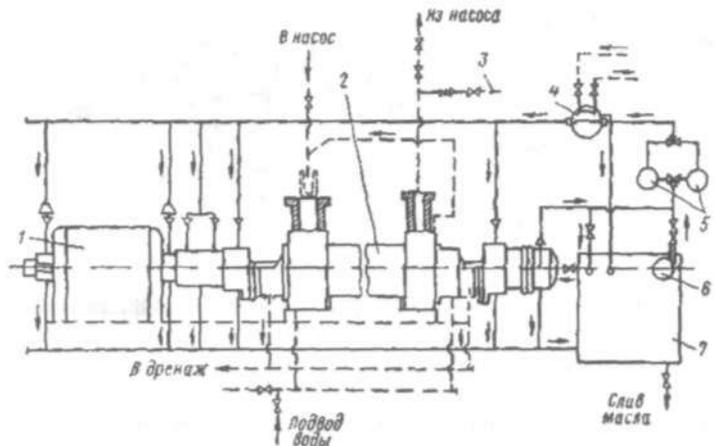


Рис 2.20. Схема установки насоса ЦНО.

1 - электродвигатель; 2 - насос; 3 - линия возврата подаваемой воды на вход насоса; 4 - маслоохладитель; 5 - масляные фильтры; 6 - пусковой маслонасос; 7 - масляный бак

Система автоматики и контрольно-измерительных приборов контролирует режим работы узлов установки, сигнализации и защиты насосного агрегата.

## Вопрос 2.22. Назначение, схема и устройство насосного блока БКНС

Насосы на нефтяных промыслах обычно располагаются в насосных станциях (первого и второго водоподъема, кустовых и нефтяных), представляющих собой закрытое капитальное помещение, в котором располагаются насосы и приводящие двигатели, аппаратура управления и контроля насосных агрегатов, электрическая высоковольтная и низковольтная аппаратура, а также бытовые помещения.

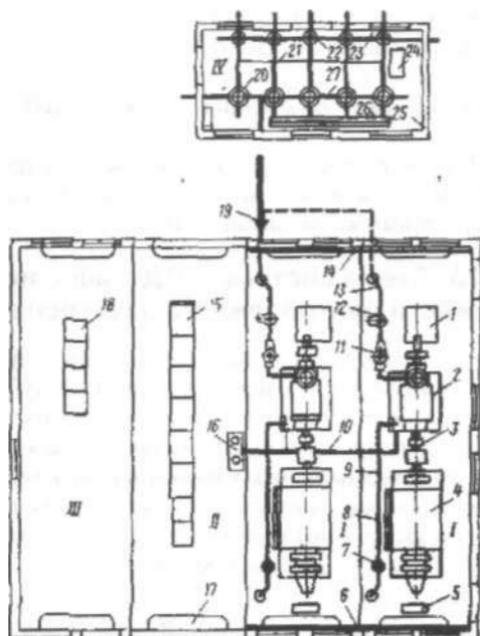


Рис. 2.21. План блочной кустовой насосной станции:

- I* - насосные блоки; *II* - блок низковольтной аппаратуры; *III* - блок управления;
- IV* - блок гребенки; 1 - бак маслосистемы; 2 - центробежный насос;
- 3 - зубчатая муфта; 4 - электродвигатель; 5 - пост местного управления;
- 6 - приемный коллектор; 7 - задвижка; 8 - колонка; 9 - всасывающий трубопровод;
- 10 - трубопровод дренажных вод; 11 - задвижка с электроприводом;
- 12 - обратный клапан; 13 - нагнетательный трубопровод; 14 - трубопровод отвода воды;
- 15 - щиты станции управления; 16 - бак для дренажных вод; 17, 25 - печи отопления;
- 18 - общестанционные щиты; 19 - переход; 20, 22 - вентили регулировочные;
- 21 - нагнетательные трубопроводы; 23 - сбросный коллектор; 24 - шкаф управления;
- 26 - шкаф дифманометров; 27 - нагнетательный коллектор

В настоящее время на нефтяных промыслах широкое распространение получили блочные насосные станции, блоки которых изготавливаются и комплектуются всем необходимым оборудованием на заводе. Предусматривают такие размеры блоков, которые позволяют транспортировать их по железным дорогам. На монтаж блочного оборудования затрачивают в 8-10 раз меньше времени, чем на сооружение капитального помещения.

Блочная кустовая насосная станция (БКНС) (рис. 2.21) состоит из следующих блоков: насосных, низковольтной аппаратуры, управления, гребенки и бытового. Каждый из блоков имеет фундаментную плиту, на которой монтируется весь комплекс оборудования и укрытие. Часть оборудования, например некоторое высоковольтное, монтируется без

укрытия, если это допускают условия его установки и эксплуатации, а также требования безопасности. БКНС комплектуются насосами ЦНС 180.

Подача блочных насосных станций с насосами ЦНС 180 достигает  $17280 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

Блоки БКНС имеют весь необходимый комплект трубопроводов и арматуры для монтажа оборудования. При монтаже обвязку БКНС соединяют с внешними коммуникациями.

### **Вопрос 2.23. Схема системы ППД с использованием погружного центробежного электронасоса**

Все увеличивающееся использование пластовых вод для нагнетания их в нефтяные пласты обусловило применение глубинных центробежных насосов, не требующее трудоемких и дорогостоящих строительных работ. При этом отпадает необходимость в сооружении промежуточных и кустовых насосных, в водоочистных и водоподготовительных объектах, так как пластовые воды без дополнительной обработки могут нагнетаться в нефтеносные горизонты. Благодаря этому строительные работы значительно сокращаются.

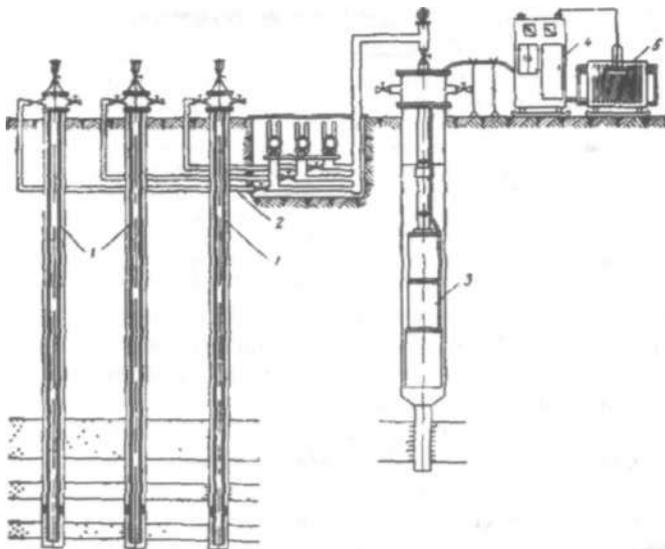


Рис. 2.22. Схема установки для подъема и нагнетания пластовых вод и подачи их к нагнетательным скважинам

Установки глубинных насосов для подъема и нагнетания пластовой воды имеют те же узлы, что и установки центробежных насосов с электроприводом для подъема из скважины воды (ЭЦВ) и нефти. Разница состоит лишь в параметрах и конструктивном исполнении узлов.

Общий состав оборудования и компоновка узлов установки для подъема и нагнетания пластовых вод показаны на рис. 2.22.

Агрегат погружного центробежного насоса 3 отбирает из водоносного пласта воду, поднимает ее на поверхность и нагнетает далее по напорным трубам 2 в нагнетательные скважины 1. На поверхности располагаются станция управления 4 и трансформатор 5.

### **Вопросы для самоконтроля**

1. Схема одноступенчатого центробежного насоса с указанием деталей.
2. Обладает ли центробежный насос способностью самовсасывания?
3. Принцип действия центробежного насоса.
4. Из каких элементов состоит рабочее колесо?
5. Характер движения жидкости в каналах рабочего колеса.
6. Основное уравнение центробежного насоса.
7. Принцип создания напора в центробежном насосе.
8. Определение подачи центробежных насосов.
9. От чего зависит подача центробежного насоса?
10. Определение коэффициента подачи центробежных насосов.
11. Схемы уплотнений рабочих колес в корпусе.
12. Сальниковые уплотнения вала центробежного насоса.
13. Принцип действия торцевого уплотнения.
14. Конструкция торцевых уплотнений.
15. Снятие рабочей характеристики центробежных насосов на стенде.
16. Рабочая характеристика центробежного насоса, рабочая часть.
17. Почему запуск центробежного насоса осуществляется при закрытой задвижке на выкиде?
18. Какой режим работы насоса называется оптимальным?
19. Последовательное соединение рабочих колес, многоступенчатые насосы.
20. Параллельная работа насосов в линию, насосы с двухсторонним рабочим колесом.
21. Сущность осевого усилия в центробежных насосах.
22. Определение величины осевого усилия.
23. Методы компенсации осевого усилия.
24. Принцип действия узла гидроразгрузки в многоступенчатых насосах.

25. Конструкция узла гидроразгрузки.
26. Определение мощности центробежных насосов.
27. КПД центробежных насосов.
28. Обвязка центробежных насосов, назначение узлов.
29. Регулирование параметров центробежных насосов.
30. Подготовка к запуску и пуск центробежных насосов.
31. Контроль за насосом во время работы.
32. Явление кавитации и борьба с ней.
33. Что такое геометрическая высота всасывания?
34. Влияние вязкости жидкости на работу центробежного насоса.
35. Причины снижения подачи в центробежных насосах.
36. Смазка насосов, быстроизнашивающиеся детали.

## Тема 3

# КОМПРЕССОРЫ

Компрессоры представляют собой машины для сжатия и перемещения газообразных агентов, например, воздуха, кислорода, водорода, природного газа и т. п. (далее по тексту - газа). Они нашли широкое применение в народном хозяйстве, в том числе в нефтяной и газовой промышленности.

Области применения компрессоров в этих отраслях следующие:

- подъем пластовой жидкости на поверхность при компрессорном способе добычи нефти;
- закачка газа в нефтяные пласты с целью поддержания и восстановления пластового давления;
- закачка газа в подземные хранилища;
- освоение скважин после бурения и ремонта;
- подача воздуха в пневматические системы буровых установок;
- подача окислителя (воздуха) в нефтяные пласты при эксплуатации месторождений с применением внутрислоевого движущегося очага горения;
- сбор газа при эксплуатации нефтяных и газовых месторождений и подача его на головную компрессорную станцию;
- сжатие нефтяного газа в сепарационных установках;
- транспортирование газа по магистральным трубопроводам;
- подача воздуха в пневматические системы различных грузоподъемных, транспортных и других машин, приборов, инструментов и приспособлений, применяемых в нефти - и газодобыче;
- опрессовка трубопроводов, емкостей и т. п. в процессе испытания их на прочность и плотность;
- перемещение газа в установках заводов по переработке нефти и газа;
- удаление газа с целью создания в какой-либо полости вакуума;
- вентиляция с целью охлаждения оборудования и циркуляции воздуха в помещениях;
- теплопередача (в охлаждающих рубашках машин, подогревателях, холодильных установках).

Все компрессоры можно условно подразделить на два вида: **динамические** и **объемные**.

В динамических компрессорах газ сжимается путем увеличения его скорости и превращения кинетической энергии газа в энергию давления. В объемных компрессорах - в результате уменьшения объема рабочего пространства.

К динамическим компрессорам относятся центробежные, осевые компрессоры и центробежные вентиляторы.

Центробежные компрессоры и вентиляторы по принципу действия и конструкции подобны центробежным насосам; осевой компрессор - осевому насосу. Конструктивные особенности динамических компрессоров в отличие от насосов связаны со сжимаемостью перемещаемой газовой среды (это свойство газа определяет конструктивные особенности и объемных компрессоров) и большими частотами вращения валов компрессоров (более 200 с<sup>-1</sup>).

К объемным компрессорам, по аналогии с объемными насосами, относятся поршневые и роторные. Классификационным признаком поршневого компрессора является наличие в качестве рабочего органа поршня или плунжера. Принцип его действия подобен принципу действия поршневого насоса.

К роторным компрессорам относятся пластинчатые, жидкостно-кольцевые, коловратные, винтовые и некоторые другие типы компрессоров. В них, так же как и в роторных насосах, осуществляется вращательное или вращательное и возвратно-поступательное движение рабочих органов независимо от характера движения ведущего звена. Их конструкция и принцип действия аналогичны.

К компрессорам (компрессорным машинам) относятся собственно компрессоры, вентиляторы и вакуумные компрессоры.

В результате сжатия газа давление на выходе компрессора  $p_2$  становится больше давления на входе в него  $p_1$ . Отношение этих величин представляет собой степень повышения давления компрессором  $\xi$

Когда требуется обеспечить  $\xi = 1...1,5$ , применяются вентиляторы (вентиляторы практически не сжимают газ и поэтому их принцип действия мало отличается от принципа действия насоса). Для получения  $\xi > 1,5$  применяют компрессоры. Для  $\xi < 2,5...3$  - неохлаждаемые компрессоры, так называемые нагнетатели, воздуходувки, продувочные насосы.

Вакуумные компрессоры применяются для удаления газа из ограниченного пространства (сосуда, резервуара). Давление на выходе вакуумного компрессора обычно равно атмосферному, но в результате создания разрежения в сосуде или в резервуаре, степень повышения давления вакуумным компрессором может достигать больших значений, по сравнению с другими компрессорными машинами.

### **Вопрос 3.1. Принцип работы и термодинамические условия работы поршневого компрессора**

Принципиальная схема поршневого компрессора (рис. 3.1) включает цилиндр 1, поршень 2, всасывающий 3 и нагнетательный 4 клапаны, шток 5 и кривошипно-шатунный механизм, состоящий из кривошипа 6, шатуна 7 и кривошипа 8.

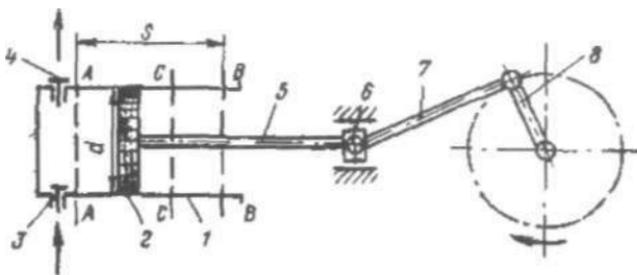


Рис 3.1. Схема поршневого компрессора

Рабочий процесс в поршневом компрессоре осуществляется за четыре этапа:

1 - расширение газа во вредном пространстве цилиндра компрессора (в клапанах и околосклапанном пространстве, в зазоре между крышкой цилиндра и плоскостью *AA*, соответствующей крайнему положению поршня);

2 - всасывание (расширение и всасывание происходят при движении поршня от плоскости *AA* до плоскости *BB* на длине хода поршня *s*; при этом всасывающий клапан открывается не сразу, а лишь после того, как газ, находящийся во вредном пространстве цилиндра, расширится, и его давление станет меньше давления во всасывающей линии, в этот момент откроется клапан 3, и газ начнет поступать в цилиндр компрессора);

3 - сжатие (происходит при движении поршня от плоскости *BB* до плоскости *CC*);

4 - нагнетание (происходит при движении поршня от плоскости *CC* до плоскости *AA*; нагнетание газа в трубопровод начинается тогда, когда давление газа в цилиндре превысит давление в нагнетательной линии, в этот момент откроется клапан 4, и газ начнет поступать в трубопровод).

Расширение и сжатие газа в компрессоре связаны с изменением его температуры и являются объектом изучения технической термодинамики.

Характер изменения объема газа зависит от условий теплообмена между газом, деталями компрессора и окружающей средой. В зависимости от этого сжатие или расширение могут происходить:

- без теплообмена (адиабатический процесс); т. е. с нагревом газа при его сжатии или охлаждением газа при его расширении;
- с частичным теплообменом (политропический процесс);
- с полным теплообменом (изотермический процесс), т.е. с сохранением одной и той же, постоянной при сжатии и расширении, температуры газа.

Как видно из определений, адиабатический и изотермический процессы являются частными случаями политропического процесса.

Политропический процесс изменения состояния идеального газа удовлетворяет уравнению:

$$p \cdot V^m = \text{const}, \quad (3.1)$$

где  $p$  - давление;

$V$  - объем газа;

$m$  - показатель политропы.

При адиабатических процессах  $m$  обозначается через  $k$  и называется показателем адиабаты и равен 1,67 для одноатомных газов, 1,4...1,41 для двухатомных и 1,2... 1,3 для трех- и многоатомных газов.

При изотермическом процессе  $m = 1$ .

Из условий работы поршневого компрессора видно, что процессы сжатия и расширения газа происходят в основном при политропическом процессе.

Изменение температуры газа можно определить, используя уравнение состояния идеального газа:

$$p \cdot V = R \cdot T, \quad (3.2)$$

где  $R$  - газовая постоянная;

$T$  - абсолютная температура газа в цилиндре в °К.

Для политропического процесса температура после сжатия равна:

$$T_2 = T_1 \cdot \left( \frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{m-1}{m}}, \quad (3.3)$$

где  $T_2$  - конечная температура газа после сжатия;

$T_1$  - начальная температура газа в °К.

### **Вопрос 3.2. Индикаторная диаграмма идеального рабочего процесса компрессора**

При рассмотрении идеального цикла поршневого компрессора принимают следующие допущения:

1. Отсутствуют сопротивления движению потока газа (в том числе и в клапанах).
2. Давление и температура газа во всасывающей и нагнетательной линиях постоянны.
3. Давление и температура газа в период всасывания, так же как и в период выталкивания газа из цилиндра, не меняются.
4. Мертвое (вредное) пространство в цилиндре компрессора отсутствует.
5. Нет потерь мощности на трение и нет утечек газа.

Индикаторная диаграмма идеального цикла представлена на рис. 3.2. Процесс сжатия газа поршнем характеризуют кривые 1-2. При изотермическом процессе это будет кривая 1-2''', при адиабатическом 1-2'', а при политропическом 1-2 или 1-2''. Рассматривая политропический процесс 1-2, видим, что за этот период цикла, объем газа уменьшится с  $V_1$  до  $V_2$ , давление изменится от  $p_1$  до  $p_2$ , а температура - от  $T_1$  до  $T_2$ . Далее идет нагнетание газа в трубопровод 2-3. Давление и температура газа остаются в этот период неизменными ( $p_2$  и  $T_2$ ). Весь объем газа  $V_2$  переходит в нагнетательный трубопровод. За период 3-4 в цилиндре снижается давление до давления во всасывающем трубопроводе ( $p_1$ ) закрывается нагнетательный клапан и с началом движения поршня вправо открывается всасывающий клапан. Период всасывания характеризуется линией 4-1. Здесь давление и температура газа равны  $p_1$  и  $T_1$  в цилиндр поступает объем газа, равный  $V_1$ .

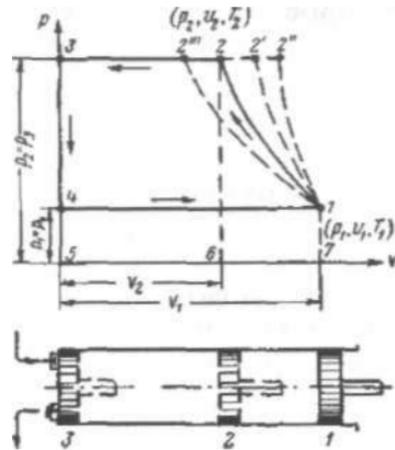


Рис 3.2. Индикаторная диаграмма идеального цикла компрессора простого действия

Работа сжатия газа от давления всасывания  $p_1$  до давления нагнетания  $p_2$  в цилиндре компрессора за время одного цикла характеризуется площадью индикаторной диаграммы, ограниченной линиями, которые соединяют точки 1-2-3-4. В случае идеального процесса, когда исключены все непроизводительные потери энергии, затрачиваемая энергия равна полезной. Таким образом, индикаторная диаграмма в этом случае дает величину затрачиваемой и полезной работы.

При изотермическом процессе газ сжимается без нагрева и выходит с меньшей температурой, чем при адиабатическом или политропическом процессах.

Поскольку компрессор предназначен только для сжатия и перемещения газа, то повышение его температуры не является полезной для нас частью работы. Поэтому изотермический процесс (без нагрева газа) более выгоден. При этом процессе на сжатие газа от давления  $p_1$  до давления  $p_2$  затрачивается меньше энергии (см. рис. 3.2, площадь 1-2'''-3-4 наименьшая).

Однако изотермический процесс трудно осуществить на практике, и компрессоры работают при политропическом или адиабатическом процессе.

### Вопрос 3.3. Работа на сжатие единицы массы газа в компрессоре

Работа идеального цикла компрессора ( $L_{\text{полн}}$ ) равна сумме работы сжатия газа ( $L_1$ ) и работы вытеснения газа в нагнетательный трубопровод ( $L_2$ ) за вычетом работы, обусловленной энергией газа, имевшейся у него уже во всасывающем трубопроводе ( $L_3$ ):

$$L_{\text{полн}} = L_1 + L_2 - L_3. \quad (3.4)$$

Работа сжатия газа от давления  $p_1$  до давления  $p_2$  характеризуется площадью индикаторной диаграммы, ограниченной линиями 1-2-6-7 (см. рис. 3.2). При политропическом процессе (см. термодинамику):

$$L_1^{\text{полн}} = \frac{1}{1-m} \cdot (p_2 \cdot V_2 - p_1 \cdot V_1). \quad (3.5)$$

При адиабатическом процессе:

$$L_1^{\text{ад}} = \frac{1}{1-k} \cdot (p_2 \cdot V_2 - p_1 \cdot V_1). \quad (3.6)$$

При изотермическом процессе:

$$L_1^{\text{из}} = 2,3 \cdot p_1 \cdot V_1 \cdot \lg \frac{p_2}{p_1}. \quad (3.7)$$

Работа нагнетания (площадь 2-3-5-6):

$$L_2 = p_2 \cdot V_2. \quad (3.8)$$

Работа, совершаемая газом благодаря имеющейся у него энергии (площадь 1-4-5-7):

$$L_3 = p_1 \cdot V_1. \quad (3.9)$$

Тогда полная работа при политропическом процессе сжатия получится, если подставить формулы (3.5; 3.8; 3.9) в формулу (3.4):

$$L_{\text{полн}}^{\text{полн}} = \frac{1}{1-m} \cdot (p_2 \cdot V_2 - p_1 \cdot V_1) + p_2 \cdot V_2 - p_1 \cdot V_1 = \frac{m}{m-1} \cdot (p_2 \cdot V_2 - p_1 \cdot V_1).$$

Учитывая, что при политропическом процессе  $p_1 \cdot V_1^m = p_2 \cdot V_2^m$ , последнее выражение примет вид:

$$L_{\text{полн}}^{\text{полн}} = \frac{m}{m-1} \cdot p_1 \cdot V_1 \cdot \left[ \left( \frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{m-1}{m}} - 1 \right]. \quad (3.10)$$

Аналогично получаем работу и при адиабатическом процессе:

$$L_{\text{полн}}^{\text{ид}} = \frac{m}{m-1} \cdot p_1 \cdot V_1 \cdot \left[ \left( \frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{m-1}{m}} - 1 \right]. \quad (3.11)$$

А полная работа при изотермическом процессе сжатия получится, если подставить формулы (3.7; 3.8; 3.9) в формулу (3.4):

$$L_{\text{полн}}^{\text{изот}} = 2,3 \cdot p_1 \cdot V_1 \cdot \lg \frac{p_2}{p_1} + p_2 \cdot V_2 - p_1 \cdot V_1,$$

или, так как в изотермическом процессе, имеем окончательно:

$$L_{\text{полн}}^{\text{изот}} = 2,3 \cdot p_1 \cdot V_1 \cdot \lg \frac{p_2}{p_1}. \quad (3.12)$$

В этих формулах:

$p_1$  – начальное давление в  $H/M^2$ ,

$p_2$  – конечное давление в конце процесса сжатия,

$V$  – удельный объем газа в  $M^3/кг$ ,

$L$  – удельная работа в  $H \cdot м/кг$ .

### Вопрос 3.4. Индикаторная диаграмма реального рабочего процесса компрессора

Реальный цилиндр компрессора отличается от идеального прежде всего наличием вредного пространства. В этом пространстве остается некоторый объем сжатого газа после окончания процесса вытеснения его в нагнетательный трубопровод. В реальном компрессоре пространство это обусловлено полостью цилиндра, ограниченной с одной стороны его торцом, а с другой – торцом и уплотнениями поршня (см. рис. 3.1, объем от торца цилиндра до сечения  $AA$ ), полостями клапанной коробки и каналов у всасывающего и нагнетательного клапанов.

Вторым отличием является изменение давления, объема и температуры газа из-за затрат энергии на преодоление сопротивлений потоку газа в клапанах и каналах и непостоянного режима теплообмена газа в результате контакта с окружающими его деталями и смешения газа, поступающего в цилиндр, с газом, заполняющим вредное пространство.

Рассмотрим подробнее реальный рабочий цикл компрессора.

Процесс сжатия газа в цилиндре соответствует линии 1-2 на индикаторной диаграмме (рис. 3.3). В начальный момент сжатия относительно холодный газ получает тепло от нагретого цилиндра, вследствие чего процесс идет с подводом тепла к газу, и политропа отклоняется

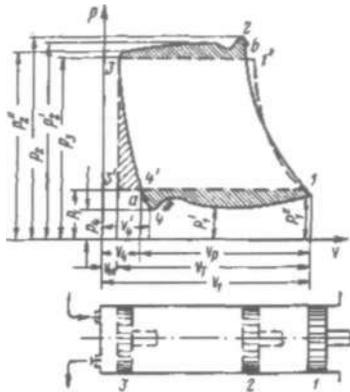


Рис. 3.3. Индикаторная диаграмма реального цикла компрессора простого действия

вправо от политропы идеального процесса (пунктирная линия). В конце процесса сжатия газа температура его повышается и становится больше температуры цилиндра и клапанов, и процесс сжатия идет с отводом тепла от газа. Политропа на этом участке отклоняется влево от политропы идеального процесса. Эти явления приводят к тому, что показатель реальной политропы процесса сжатия газа становится переменным, и расчет процесса надо вести по условному эквивалентному показателю политропы.

Понижение давления в цилиндре против давления во всасывающей линии (см. рис. 3.3, точка 1), в начале сжатия обусловлено сопротивлением потоку газа во всасывающем клапане. Повышение давления против давления в нагнетательном трубопроводе (точка 2) в конце сжатия обусловлено усилиями, затрачиваемыми на открытие нагнетательного клапана (сопротивление пружин клапана и инерция масс деталей клапана, приводимых в движение при его открытии).

Процесс нагнетания соответствует линии 2-3. Повышенное, против идеального процесса, давление нагнетания обуславливается сопротивлениями потоку газа в нагнетательном клапане и подводящих каналах. Некоторая волнистость линии нагнетания обуславливается непостоянством сопротивлений потоку газа из-за изменений скоростей поршня и газа, пульсацией давления в газопроводе и вибрацией клапанных пластин.

За процессом нагнетания в реальном цилиндре идет процесс расширения газа, оставшегося в мертвом (вредном) пространстве под давлением  $p_2'$  (линия 3-4). Объем вредного пространства  $V$ . Газ расширяется, снижая давление от  $p_2'$  до  $p_1$ , и увеличивая свой объем до  $V_4$ . При этом поршень движется вправо. Процесс расширения заканчивается при открытии всасывающего клапана. Давление в цилиндре при этом будет ниже, чем во всасывающем трубопроводе, за счет усилий, затрачиваемых на открытие всасывающего клапана.

Процесс расширения газа идет вначале с отбором тепла от сжатого газа, а затем с подводом тепла к газу, и потому показатель политропы будет не постоянен (так же как и при сжатии газа).

За процессом расширения идет всасывание газа (линия 4-1).

Давление в цилиндре при этом будет ниже давления в подводящем трубопроводе за счет сопротивления движению потока газа в клапане и каналах.

Колебание давления всасывания в цилиндре обусловлено теми же явлениями, которые наблюдаются и при нагнетании газа.

Работа, затрачиваемая на сжатие газа, в реальном цикле определяется площадью индикаторной диаграммы 1-2-3-4 (см. рис. 3.3). Сняв с цилиндра работающего компрессора индикаторную диаграмму, измеряют ее площадь (планиметром) и при известном масштабе объема и давления находят индикаторную работу ( $L_{инд}$ ).

Работа затрачиваемая на сжатие газа в объем вредного пространства (см. рис. 3.3, площадь 3-3'-4) возвращается при его расширении и в измеряемую площадь не входит. При расширении газ давит на поршень, за счет чего и возвращает накопленную энергию.

Работа  $L_{wid}$  включает заштрихованные участки 1-2-3 и 1-4'-4. Эти участки увеличивают работу, затрачиваемую в полном реальном цикле, по сравнению с работой в идеальном цикле.

### Вопрос 3.5. Подача поршневого компрессора, коэффициент подачи

**Подачей компрессора** называют объем или массу газа, проходящего за единицу времени по линии всасывания или линии нагнетания компрессора. Расход газа на нагнетании всегда меньше, чем на всасывании, за счет утечек газа через неплотности.

Объемный расход газа обычно приводится к условиям всасывания (к давлению и температуре во всасывающей линии), нормальным условиям (давление 1013,25гПа и температура 293,15°K) или стандартным условиям (1013,25гПа и 293,15°K).

Потребителя интересует обычно количество газа, подаваемого ему от компрессора, приведенное к нормальным или стандартным условиям. Иногда эту подачу называют коммерческой.

Подача компрессора с одним цилиндром одинарного действия (см. рис. 3.3)

$$V = \lambda \cdot V_T \cdot n, \quad (3.13)$$

где  $\lambda$  - коэффициент подачи, зависящий от многих факторов;

$V_T$  - объем описываемый поршнем за ход в одну сторону;

$n$  - число двойных ходов поршня в минуту (с возвращением в исходное положение).

Коэффициент подачи:

$$\lambda = \lambda_0 \cdot \lambda_r \cdot \lambda_T \cdot \lambda_p, \quad (3.14)$$

где коэффициенты:  $\lambda_o$  – объемный;  
 $\lambda_r$  – герметичности;  
 $\lambda_T$  – температурный;  
 $\lambda_p$  – давления.

Объемный коэффициент отражает степень полноты использования объема цилиндра:

$$\lambda_o = 1 - a \cdot \left( \xi^{\frac{1}{m}} - 1 \right). \quad (3.15)$$

Здесь коэффициент  $\xi$  равен отношению давления в конце нагнетания к давлению в начале всасывания, а коэффициент  $a = V_m / V_T$ , то есть он является относительной величиной мертвого пространства. Коэффициент  $m$  – показатель политропы.

Коэффициент герметичности  $\lambda_r$  это функция подачи компрессора от запаздывания закрытия клапанов, негерметичности уплотнений зазора между поршнем и цилиндром, уплотнений штоков у цилиндров двойного действия, негерметичности соединений рабочих каналов. Коэффициент герметичности обычно принимается в пределах 0,95...0,98.

Температурный коэффициент  $\lambda_T$  отражает влияние нагрева газа при всасывании за счет теплообмена с горячими стенками цилиндра и каналов. При нагреве увеличивается объем газа, находящегося в цилиндре, и уменьшается полезный объем газа, поступающего в цилиндр из всасывающего патрубка.

Температурный коэффициент зависит от степени сжатия газа, поскольку от этого зависят температура нагнетаемого газа и температура стенок каналов и цилиндра. Ориентировочно температурный коэффициент можно найти с помощью следующего выражения:

$$\lambda_T = 1 - 0,01 \cdot (\xi - 1). \quad (3.16)$$

Коэффициент давления  $\lambda_p$  учитывает снижение подачи компрессора за счет уменьшения давления газа в цилиндре при всасывании по сравнению с давлением во всасывающем патрубке. В результате этого снижения давления газ расширяется, и в цилиндр входит меньшее его количество. На подачу влияет уменьшение давления не в начале, а в конце периода всасывания. Коэффициент давления обычно находится в пределах 0,95...0,98.

### Вопрос 3.6. Многоступенчатое сжатие

**Принцип получения высоких давлений в поршневом компрессоре.** При необходимости сжимать газ до давления, превышающего 0,4...0,7 Мпа по манометру, применяют многоступенчатое сжатие, сущ-

ность которого состоит в том, что процесс сжатия газа разбивается на несколько этапов или ступеней. В каждой из этих ступеней газ сжимается до некоторого промежуточного давления и перед тем как поступать в следующую ступень, охлаждается в межступенчатом холодильнике. В последней ступени газ дожимается до конечного давления. В современных компрессорах высокого давления число ступеней сжатия достигает семи.

Причины, заставляющие применять многоступенчатое сжатие, следующие:

- выигрыш в затраченной работе;
- ограничение температуры конца сжатия;
- более высокий коэффициент подачи

Как было сказано выше, работа адиабатического сжатия значительно превышает работу изотермического сжатия. При увеличении степени сжатия это расхождение быстро увеличивается. Значительное увеличение давления газа в одном цилиндре приводит к тому, что самое тщательное охлаждение цилиндра не приближает процесс сжатия к изотермическому, и он становится близок или практически идентичен адиабатическому процессу. Это устанавливает предел повышения давления в одном цилиндре компрессора.

Для уменьшения работы сжатия применяется ступенчатое сжатие газа с охлаждением его в охладителях, расположенных между ступенями компрессора.

В результате охлаждения газа устраняется и другая причина, обуславливающая применение ступенчатого сжатия, это недопустимое повышение температуры газа при большой степени повышения давления одноступенчатым компрессором. Температура на этапе сжатия газа не должна достигать значений, при которых происходит изменение свойств компрессорного масла. С повышением температуры газа вязкость масла уменьшается, ухудшаются условия смазки, и увеличивается износ трущихся деталей компрессора. При достижении температур порядка 180...200°С масло разлагается, в результате чего поверхности деталей цилиндра компрессора и нагнетательная линия покрываются нагаром. Это ухудшает охлаждение компрессора и нарушает его нормальную работу (увеличивается трение между поршневыми кольцами и цилиндром, возможны поломки колец и задиры поверхности цилиндра, ухудшается работа клапанов, возникает опасность самовозгорания и взрыва в нагнетательной линии).

В одной ступени компрессора можно достичь только определенных значений  $\xi = p_1 / p_2$ . Так чрезмерное повышение  $\xi$  может привести к значительному уменьшению коэффициента подачи и, следовательно, к уменьшению производительности компрессора. Предельный случай, когда компрессор перестает перемещать газ, будет при  $\lambda_0 = 0$ . При этом критическое значение  $\xi$ , исходя из формулы (2.15),

$$\xi = \left(\frac{1}{a} + 1\right)^m. \quad (3.17)$$

Так при  $a = 0,1$  и показателе политропы  $m = 1,2$  критическое значение  $\xi = 17,8$  компрессор будет работать вхолостую. Это объясняется тем, что при достижении определенных давлений  $p_2$  по сравнению с  $p_1$  газ содержащийся в мертвом пространстве, при расширении будет заполнять весь объем цилиндра. При этом не будет происходить процесса всасывания, а следовательно, и нагнетания.

На рис. 3.4. приведена диаграмма  $p - V$ , иллюстрирующая зависимость всасывающих объемов от давления нагнетания  $p_2$  при  $p_1 = \text{const}$ .

Из этой диаграммы следует, что увеличение давления нагнетания до  $p_2''$  приводит к уменьшению объема всасываемого газа до  $V''$ . При повышении давления нагнетания до  $p_2'''$  объем всасываемого газа становится равным нулю. Процесс сжатия и расширения газа в этом случае характеризуется кривой  $1' - 2'''$ .

Указанные причины ограничивают степень повышения давления одной ступени компрессора значением  $\xi = 4 \dots 5,5$ .

**Индикаторная диаграмма двухступенчатого компрессора.** На рис. 3.5 показана индикаторная диаграмма идеального цикла в двухступенчатом компрессоре. В первой ступени сжатие происходит так же, как и в одноступенчатом компрессоре. Когда газ из первой ступени подается в охладитель во второй,

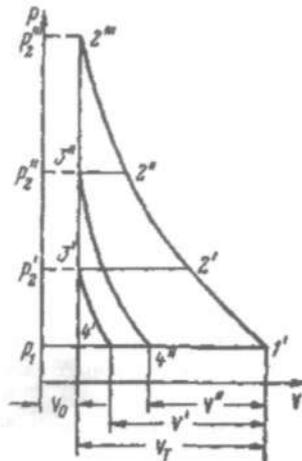


Рис 3.4. График зависимости объема всасывания от давления нагнетания

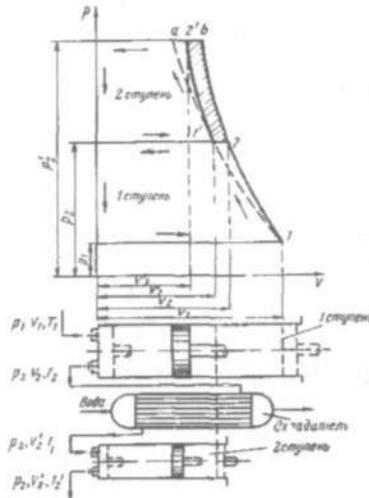


Рис 3.5. Индикаторная диаграмма идеального цикла двухступенчатого сжатия

осуществляется этап всасывания газа после охладителя. Подача газа второй ступенью происходит при закрытом всасывающем клапане этой ступени.

Температура газа, поступающего после сжатия из первой ступени в охладитель, понижается в нем до температуры газа на входе в первую ступень компрессора  $T_1$  (пунктирная линия  $1-a$  соответствует изотермическому процессу сжатия газа). Таким образом, состояние газа после охладителя соответствует сжатию его в первой ступени по изотермическому процессу. Изобарический процесс, т. е. процесс, протекающий при постоянном давлении (линия  $2-1'$ ), характеризуется охлаждением газа при его движении от первой до второй ступени компрессора через охладитель. Этапу сжатия во второй ступени соответствует линия  $1'-2'$ .

При одноступенчатом сжатии без промежуточного охлаждения этому процессу соответствует линия  $1-b$ . Таким образом, в двухступенчатом компрессоре работа сжатия газа меньше работы сжатия газа в одноступенчатом компрессоре на величину площади  $2-b-2'-1'$  индикаторной диаграммы.

Работа сжатия газа в двухступенчатом компрессоре:

$$L = \frac{m}{m-1} \cdot p_1 \cdot V_1 \cdot \left[ \left( \frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{m-1}{m}} - 1 \right] + \frac{m}{m-1} \cdot p_2 \cdot V_1 \cdot \left[ \left( \frac{p_2}{p_2} \right)^{\frac{m-1}{m}} - 1 \right].$$

Если температура газа после охладителя становится равной температуре газа на входе в первую ступень компрессора, то

$$p_2 \cdot V_1 = p_1 \cdot V_1.$$

Тогда

$$L = \frac{m}{m-1} \cdot p_1 \cdot V_1 \cdot \left[ \left( \frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{m-1}{m}} + \left( \frac{p_2}{p_2} \right)^{\frac{m-1}{m}} - 2 \right]. \quad (3.18)$$

Анализируя формулу (3.18) можно, в конечном счете, получить, что для компрессора с  $z$  ступенями:

$$\xi_1 = \xi_2 = \dots = \xi_z = \sqrt[z]{\xi}. \quad (3.19)$$

Уравнение 3.19 соответствует сжатию газа с наименьшей затратой работы, при этом степени повышения давления каждой из ступеней компрессора равны между собой и температура на выходе из компрессора имеет наименьшее значение.

В зависимости от  $\xi$  применяются компрессоры со следующими числами ступеней  $z$ :

$\xi \leq 7$	5...30	13...150	35...400	150...1100
$z = 1$	2	3	4	5...7

При реальном процессе работа сжатия увеличивается за счет потерь мощности в клапанах, недостаточного охлаждения газа, изменения свойств газа при сжатии и других факторов. Практически реальный рабочий процесс ступенчатого сжатия соответствует идеальному рабочему процессу.

### Вопрос 3.7. Мощность и коэффициент полезного действия поршневого компрессора

Мощность привода компрессора складывается из индикаторной мощности сжатия ( $N_{ind}$ ), мощности, затрачиваемой на механические потери в механизмах компрессора ( $N_{м1}$ ) и передачах от привода к компрессору ( $N_{м2}$ ), и мощности ( $N_{ecn}$ ), затрачиваемой на привод вспомогательных устройств (например, насосов системы смазки).

Таким образом, общая мощность привода равна

$$N = N_{ind} + N_{м1} + N_{м2} + N_{ecn}, \quad (3.20)$$

Индикаторная мощность (в  $kVm$ ), затрачиваемая на сжатие газа, определяется по удельной индикаторной работе ( $L_{ind}$ ):

$$N_{ind} = \frac{L_{ind}}{1000 \cdot t}, \quad (3.21)$$

где  $t$  - время в с.

Индикаторная работа определяется в зависимости от характера процесса сжатия (изотермический, адиабатический или политропический).

Индикаторная мощность многоступенчатого компрессора определяется как сумма индикаторных мощностей всех ступеней компрессора.

Мощность  $B_{мФ}$ , затрачиваемая на механические потери в компрессоре, складывается из потерь мощности в опорах скольжения или качения, в местах трения в уплотнительных устройствах и у поршня.

Потери мощности  $N_{м1}$  учитываются механическим КПД  $\eta^{\wedge}$  который колеблется в пределах 0,9...0,93 для вертикальных компрессоров, 0,88...0,92 для горизонтальных компрессоров и 0,8...0,85 для небольших горизонтальных компрессоров.

Потери мощности в передаче  $N_{м2}$  учитываются механическим КПД  $\eta_{м2}$ , который равен 0,9...0,95 для ременной передачи и 0,85...0,92 для зубчатой.

Мощность, затрачиваемая на привод вспомогательных механизмов  $N$ , определяется в зависимости от типа механизма и учитывается к п д  $\eta_{всп}$ .

Мощность привода выбирают с запасом на 10..12% мощности компрессора.

### **Вопрос 3.8. Охлаждение компрессора, схема**

При сжатии воздуха и газов неизбежно выделяется большое количество тепла. Если это тепло будет уноситься с сжимаемым газом, то будет происходить адиабатический процесс сжатия. Ранее показывалось, что для такого процесса необходимо затратить работу большую, чем при изотермическом или политропическом сжатии. Поэтому для того, чтобы сделать компрессор более экономичным, предусматривают принудительное охлаждение. Чаще оно бывает водяным, иногда воздушным.

В одноступенчатых компрессорах делают охлаждение цилиндров компрессора, в многоступенчатых, кроме того, охлаждают газ в промежуточных холодильниках.

В цилиндрах удается отвести небольшое количество тепла; главным образом здесь отводится тепло, выделенное при трении в поршневых кольцах и сальнике. Здесь основная цель охлаждения - снижение температуры стенок цилиндра с тем, чтобы улучшить условия смазки. Основное количество тепла отнимается у газа в промежуточных холодильниках.

Часто после компрессора устанавливают конечные холодильники. Эти холодильники на процесс сжатия не влияют, и их предусматривают, исходя из требований техники безопасности и технологических нужд - для охлаждения газа и отделения от него влаги и масла. Расход воды, необходимый для этих холодильников, мы в дальнейшем не учитываем.

Вода, поступающая в холодильник, может идти по проточной системе при достаточном ее количестве или по замкнутой. В последнем случае воду, нагретую в холодильнике, необходимо охлаждать. На рис. 3.7 показаны системы охлаждения проточная (а) и циркуляционная (б) с брызгальным бассейном. Вода подается для охлаждения цилиндров первой и второй ступеней компрессора (К) и в холодильник (Х). Нагретая вода направляется в сборный бассейн. При циркуляционной системе вода нагнетается насосом (Н) к местам охлаждения, а в брызгальном бассейне в систему разбрызгивания. Капли и струи воды охлаждаются воздухом, и охлажденная вода собирается во втором бассейне.

Охлаждение воды разбрызгиванием сопровождается большим уносом воды и для своего устройства требует больших площадей.

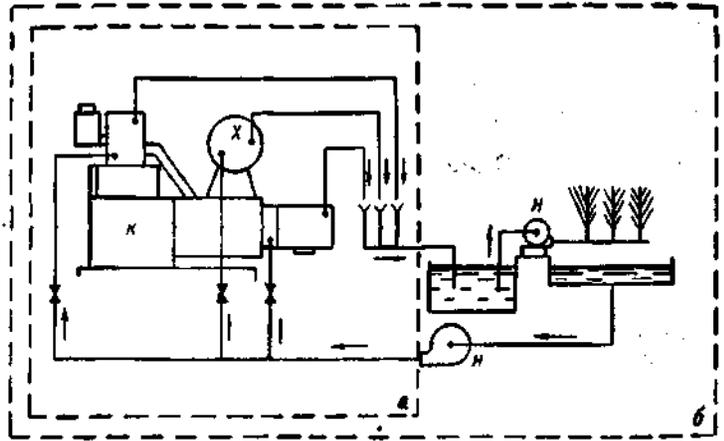


Рис. 3.7. Проточная (а) и циркуляционная (б) системы подачи воды для охлаждения компрессора

Поэтому в некоторых случаях для охлаждения применяются градирни - деревянные башни с решетчатыми перекрытиями. Вода поступает в башню сверху и стекает, разбиваясь на капли. Встречный поток воздуха охлаждает воду.

Открытые системы охлаждения воды приводят к значительному испарению воды, повышению концентрации солей и отложению их на стенках трубопроводов. В закрытой системе циркуляции воды этого недостатка нет.

### Вопрос 3.9. Принцип расчета системы охлаждения

Детали компрессора и сжимаемый газ охлаждаются водой или воздухом. Основным охлаждаемым узлом в компрессоре является цилиндр. Здесь отводится теплота, получаемая в результате сжатия газа, от трения поршневых колец о поверхность цилиндра и штока в сальнике. Газ охлаждается в охладителях, расположенных между ступенями компрессора.

Количество теплоты  $Q$ , отводимой от сжатого газа в единицу времени в межступенчатом охладителе,

$$Q = G \cdot C \cdot (T_2 - T_1), \quad (3.22)$$

где  $G$  - массовая подача ступени компрессора;

$C$  - массовая теплоемкость газа при постоянном давлении;

$T_1$  - температура газа на выходе из цилиндра после сжатия;

$T_2$  - температура газа на входе в следующую ступень после охладителя.

Количество теплоты  $Q_2$ , отводимой от цилиндра компрессора в единицу времени, обычно принимается равным 0,7 от мощности, затрачиваемой на механические потери  $N$  :

$$Q_2 = 0,7 \cdot N_{\text{м1}}. \quad (3.23)$$

Количество воды  $W$ , необходимое для отвода теплоты  $Q_f + Q_2$  в единицу времени:

$$W = \frac{Q_1 + Q_2}{c_w \cdot (T_{\text{в2}} - T_{\text{в1}})}, \quad (3.24)$$

где  $c_w$  - удельная теплоемкость воды;

$T_{\text{в2}}$  - температура воды на выходе из охладителя;

$T_{\text{в1}}$  - температура воды на входе в охладитель.

Величину  $AT$  определяют таким образом, чтобы температура охлаждающей воды не превышала 30..45°C, так как при температуре больше 45°C начинается повышенное выпадение солей, загрязняющих поверхности теплообмена, и чтобы скорость воды была не меньше 1,0.. 1.5м/с (иначе будет происходить быстрое заиливание поверхностей теплообмена).

Применяются различные типы межступенчатых охладителей - многотрубные, ребристые, змеевиковые, типа «труба в трубе», оросительные и другие. Определение площади поверхности охладительного устройства представляют собой сложную задачу, так как должны быть учтены многие факторы: степень влажности газа, скорость газа, теплопроводность газа в зависимости от его температуры и давления, плотность газа, коэффициент теплообмена в прямой и изогнутой трубе, оребренность труб и т.д.

Необходимая поверхность охлаждения обычно устанавливается по допускаемым скоростям проходных сечений и числа труб в пачке, а затем по количеству теплоты, которое должно быть отобрано, рассчитывается длина трубного пучка. Если длина труб получается неприемлемой, расчет повторяют, изменяя скорости движения газа, диаметр труб и другие параметры охладителя.

### **Вопрос 3.10. Конструкции поршневых компрессоров, схемы**

На рис. 3.1 была представлена схема простейшего компрессора с одним цилиндром одинарного действия, (рабочая камера цилиндра находится с одной стороны поршня). В реальном компрессоре таких цилиндров имеется несколько, со сдвинутым по времени циклом работы одного цилиндра по отношению к другому. Этим достигается равномерность загрузки двигателя при повороте его вала на один оборот.

В промышленности применяется большое число компрессоров с несколькими ступенями сжатия. В этом случае схема компрессора усложняется. На рис. 3.8 показано несколько таких схем. Римскими цифрами обозначены ступени сжатия газа. В схемах характерно:

1) расположение цилиндров под углом друг к другу (схемы *д, е*), что позволяет экономить площадь, занимаемую компрессором, и достигать лучшей загрузки двигателя;

2) использование не только полости цилиндра перед поршнем, но и со стороны приводного штока (цилиндр двойного действия - схемы *а, б, в, г, е, ж, з*).

Это вызывает необходимость иметь уплотнение штока, но дает лучшее использование цилиндра;

3) расположение цилиндров друг против друга в одной плоскости (схема *з*), что позволяет лучше уравновесить инерционные силы, возникающие от движущихся масс компрессора.

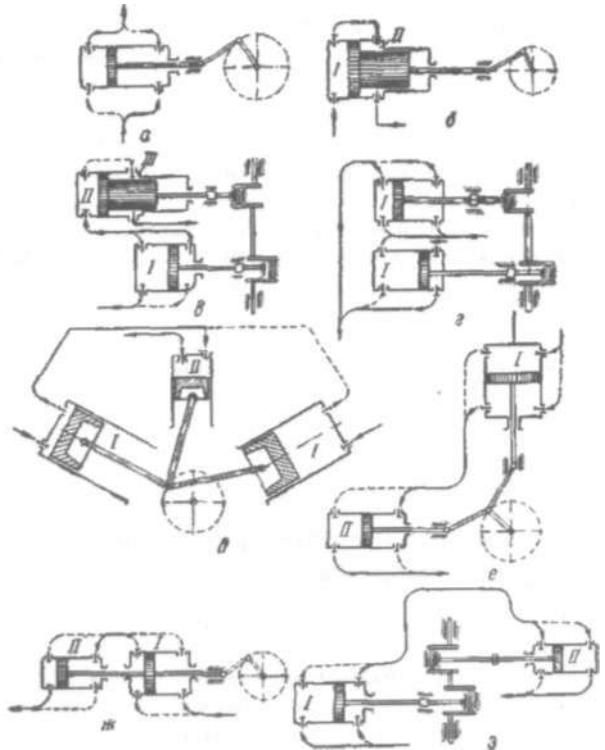


Рис. 3.8. Схемы поршневых компрессоров

Значительное разнообразие в схемы установок вносит тип привода компрессора. В основном применяются компрессоры с приводом от электродвигателя, через клиноременную передачу, и с приводом от двигателя внутреннего сгорания, встроенного в конструкцию компрессора.

### Вопрос 3.11. Основные узлы и детали компрессора

**Цилиндры** компрессора для давления до 6 МПа изготавливаются литыми из чугуна, для давления до 15 МПа и более - литыми или кованными из стали. Цилиндры компрессоров с воздушным охлаждением имеют ребра на внешней поверхности, с водяным охлаждением - полости для охлаждающей воды (охлаждающие рубашки). Цилиндры могут иметь сменные втулки из износостойкого чугуна. Рабочая поверхность цилиндра должна быть хорошо обработана, иметь низкую шероховатость и высокую износостойкость.

**Поршни** компрессоров имеют различное исполнение. Это связано с тем, что в компрессоре большое значение имеют массы движущихся деталей: с увеличением массы увеличиваются силы инерции. Поэтому поршни больших диаметров изготавливают полыми (тронковые поршни, рис. 3.9). Такой поршень цилиндра одинарного действия состоит из корпуса 1 поршневых уплотнительных колец 2, маслосъемных колец 3, препятствующих попаданию масла в полость сжатия, и пальца 4 для соединения с головкой шатуна в безкрейцкопфных компрессорах (см. рис.3.8, д). Кроме того, поршни могут быть дисковыми (закрытого типа), ступенчатыми (дифференциального типа) - для работы в цилиндрах различного диаметра, и других конструктивных исполнений.

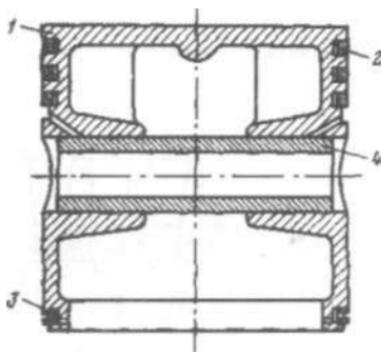


Рис. 3.9. Поршень компрессора

Материалом для поршней служат алюминиевые сплавы, чугун СЧ 24-44 или СЧ 28-48 и сталь. Поршневые кольца делают пружинящими с разрезом. Кольца делают из высококачественного перлитного чугуна.

В компрессорах без смазки цилиндров имеются опорные кольца, исключаящие трение корпуса поршня о цилиндр, и уплотнительные поршневые кольца, обеспечивающие длительную работу при трении о цилиндр без смазки. Кольца в этом случае изготавливаются из пластмасс (фторопласт с коксом, графитофторопласты).

**Клапан** служит для пропуска газа в одну сторону и исключения движения его в обратном направлении. Основными требованиями к клапану являются: плотность в закрытом состоянии, своевременное открытие при малом усилии и своевременное закрытие, малое сопротивление потоку газа и износоустойчивость. В большинстве конструкций компрессоров применяют самодействующие всасывающие и нагнетательные клапаны, которые изготавливаются четырех типов:

- К - кольцевой - запорное устройство выполнено в виде кольца, расположенного перпендикулярно к направлению потока газа в клапане (рис. 3.10, а);

- Д - дисковый - запорное устройство выполнено в виде диска, снабженного дуговыми окнами для прохода газа, расположенного перпендикулярно к направлению потока газа в клапане;

- П - прямоточный - запорное устройство выполнено в виде пластины, расположенной параллельно направлению потока газа в клапане (рис. 3.10, б);

- Л - ленточный - запорное устройство выполнено в виде прямоугольной полосы или пластины с одним или несколькими параллель-

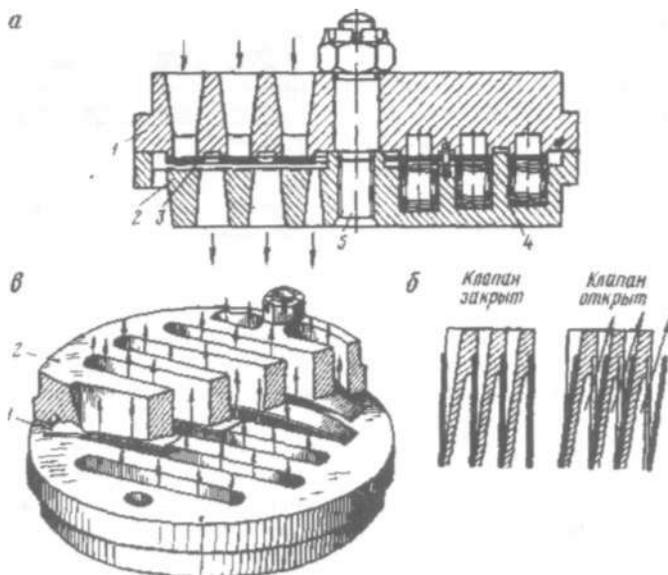


Рис. 3.10. Клапаны поршневых компрессоров:

а - кольцевой; б - прямоточный; в - ленточный; 1 - седло;  
 2 - ограничитель подъема запорного устройства; 3 - запорное устройство; 4 - пружина;  
 5 - стяжной болт

ными окнами для прохода газа, расположенной перпендикулярно к потоку газа в клапане (рис. 3.10, в).

Прямоточные и ленточные клапаны используются при разности давлений на клапан не более 4 МПа, а кольцевые и дисковые - при разности давлений до 40 МПа.

В кольцевом и дисковом клапанах запорное устройство 3 прижимается пружинами 4, расположенными в ограничителе подъема запорного устройства 2, к седлу клапана /.

Прямоточные и ленточные клапаны не имеют пружин; запорное устройство, перекрывающее проходное сечение клапана, само обладает пружинящими свойствами и в результате разности давлений отгибается и открывает проходное сечение.

Кроме клапанов указанных типов применяются тарельчатые клапаны (запорное устройство выполнено в виде тарелки), клапаны с различными модификациями запорного устройства, комбинированные клапаны (объединяют в себе всасывающий и нагнетательный клапаны).

Седла и ограничители подъема изготавливаются в зависимости от давления в цилиндре компрессора из чугуна, стали, алюминиевых сплавов. Запорные устройства кольцевых и дисковых клапанов изготавливаются из износостойкой легированной стали с большой ударной вязкостью, подвергаются термической обработке, шлифуются и притираются по седлу клапана. Запорные устройства прямоточных и ленточных клапанов, а также пружины изготавливаются из пружинной стали.

**Уплотнительные устройства** в компрессоре предназначаются для герметизации полости цилиндра у штока, вывода вала приводящего двигателя, штока регулятора вредного пространства цилиндра. В последних двух случаях используются уплотнения из мягкого материала, резиновые уплотнительные манжеты. Уплотнительные устройства штоков выполняются с уплотнениями из различных материалов. На рис. 3.11, а показано уплотнительное устройство штока с плоскими чугунными кольцами в качестве уплотнений. Сила, с которой газ прижимает кольца к штоку, является результатом разности давлений в уплотнительном устройстве и зазоре между кольцами и штоком.

Уплотнительное устройство 1 расположено со стороны картера и препятствует попаданию масла из него в цилиндр. В обоймах 2 расположены дроссельное кольцо 3 и уплотнительные разрезные кольца 4 и 5, обеспечивающие компенсацию износа уплотняющей поверхности. Радиально разрезанное уплотнительное кольцо 4 не устраняет прохода газа, а перекрывает торцевые зазоры уплотнительного кольца 5, имеющего ступенчатые разрезы. Уплотнительные кольца прижимаются к штоку пружинами 6. Дроссельные кольца перекрывают

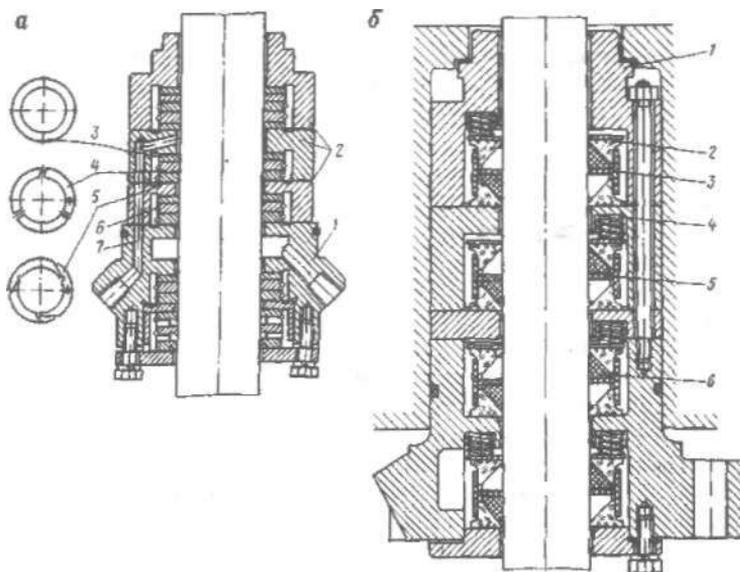


Рис. 3.11. Уплотнительные устройства штоков

разрезы уплотнительных колец, чем затрудняют проход газа через уплотнительное устройство и способствуют лучшему удержанию масла, которое подается в его полость по отверстию 7 с помощью лубрикатора.

Аналогичную конструкцию имеют уплотнительные устройства с плоскими фторопластовыми кольцами (рис. 3.11, б). Конструкция таких уплотнительных устройств не предусматривает подачи в них смазки и состоит из секций, каждая из которых включает: обойму 1, нажимное 2 и дроссельное 5 кольца, уплотнение 6, стягивающую муфту 3, поджимающие пружины 4.

Уплотнения штоков компрессоров со смазкой цилиндров изготавливаются из асбестового шнура, пропитанного суспензией фторопласта; компрессоров без смазки цилиндров - из тех же марок антифрикционных пластмасс, что и поршневые кольца. Нажимные и дроссельные кольца изготавливаются из стеклопластика, муфты из резины.

Для предотвращения попадания газа в атмосферу уплотнительные устройства выполняются с отводом газа протечки; применяются гидрозатворы, продувка уплотнительных устройств нейтральным газом (при подаче токсичных и взрывоопасных газов). В компрессорах для подачи газа с механическими примесями конструкция уплот-

нительных устройств предусматривает предохранение трущихся поверхностей от попадания абразивных частиц.

### **Вопрос 3.12. Системы смазки компрессора**

Узлы компрессора смазываются разбрызгиванием, циркуляцией масла под напором, развиваемым масляным насосом, лубрикаторами и консистентной смазкой через шприцмасленки.

**Разбрызгиванием** смазываются коренные подшипники коленчатого вала и некоторые другие детали компрессора. Разбрызгиванию масла способствуют детали, которые периодически погружаются в масляную ванну картера при вращении коленчатого вала.

**Циркуляция масла** под давлением осуществляется шестеренчатым насосом и лубрикаторами. Шестеренчатый насос забирает масло из картера и направляет его в холодильник, где оно охлаждается водой. Из холодильника масло идет в фильтры грубой и тонкой очистки. Основная часть масла идет к кривошипному валу. Внутри вала имеются каналы, соединяющие места его трения о подшипники, и каналы или трубки, ведущие к головкам шатунов. Таким образом, смазывается весь кривошипно-шатунный механизм. Масло, вытекающее из подшипников, стекает в картер компрессора. Часть масла идет на смазку вспомогательных механизмов, как, например, регулятор скорости. Часть масла из напорной линии направляется через клапан в картер при увеличении давления.

До пуска компрессора шестеренчатый насос не работает, так как он приводится в действие от кривошипного вала. Поэтому перед пуском надо прокачать масло ручным насосом.

**Лубрикаторная смазка** предназначена для подачи масла к цилиндрам компрессора и двигателя. Поскольку в этих местах излишек масла вреден, то подача масла идет строго ограниченными порциями. Порции подаются поршневыми насосами лубрикатора, управляемыми кулачками распределительного вала. Число лубрикаторов равно числу мест лубрикаторной смазки.

Следует отметить, что выпускаются компрессоры без системы смазки цилиндров и сальников. Такие компрессоры полнее отвечают требованиям безопасности, поскольку исключается возможность образования нагара, взрывоопасных смесей перекачиваемого газа и масла. Кроме того, в некоторых технологических процессах практически недопустимо применение компрессоров со смазкой. В этом случае система смазки с помощью лубрикатора отсутствует.

Для смазки компрессоров применяются (в зависимости от частоты вращения вала компрессора и температуры газа при сжатии) компрессорные масла с вязкостью  $(10...30) \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$  (при  $100 \text{ }^\circ\text{C}$ ) и температурой застывания не выше  $-10 \text{ }^\circ\text{C}$ , а также турбинные масла, авиационные масла и др.

### **Вопрос 3.13. Регулирование производительности поршневых компрессоров**

Расход сжатого газа часто изменяется в широких пределах в зависимости от нужд потребителя, особенностей режима работы аппаратов и машин, к которым подается газ. Кроме того, номинальная подача выпускаемых компрессоров не всегда соответствует требованиям потребителя. Возникает необходимость регулировать подачу компрессора. Регулирование возможно следующими способами:

1. Изменением частоты ходов поршней.
2. Изменением мертвого пространства в цилиндре.
3. Перепуском газа с выкида во всасывающую линию.
4. Дросселированием потока на приеме у компрессора.
5. Воздействием на клапаны компрессора.
6. Остановками компрессора.

Для изменения частоты ходов поршней необходимо изменить частоту вращения коленчатого вала. При этом регулировании подачи не возникает перераспределение отношения давления между ступенями, конструкция компрессора не усложняется. Обычные приводы компрессора (электродвигатель переменного тока и двигатель внутреннего сгорания) не допускают изменения частоты вращения вала в необходимых пределах и с достаточной экономичностью.

Влияние мертвого пространства на объем, всасываемый в цилиндр, было рассмотрено выше. При многоступенчатом сжатии дополнительное пространство, увеличивающее мертвую зону, должно быть у первой ступени, так как именно ее характеристика влияет в этом случае на подачу.

Перепуск газа с выкида на всасывание естественно ведет к значительному увеличению удельной работы. Выгодно осуществлять перепуск после I ступени компрессора, что существенно сокращает потери энергии. Устройство для перепуска устанавливается после межступенчатого холодильника для уменьшения объема газа, проходящего через перепускной вентиль.

Дросселирование потока на приеме компрессора также приводит к увеличению расхода удельной работы и росту степени сжатия и температуры у последней ступени.

На нагнетательный (или всасывающий) клапан компрессора можно воздействовать, удерживая его в открытом состоянии после перехода цилиндра к периоду всасывания (или нагнетания при воздействии на всасывающий клапан). Этим достигается обратный переток газа из нагнетательного патрубка в цилиндр или из цилиндра во всасывающий патрубок. От длительности удержания клапана в открытом состоянии зависят эффективность наполнения цилиндра новой порцией газа и подача компрессора.

В компрессорной станции с большим числом компрессоров рационально изменять подачу газа, останавливая необходимое число машин. Такой способ экономичен и удобен при необходимости перехода на новую подачу на длительный период.

В практике использования компрессоров чаще применяют регулировку подачи отключением компрессоров на компрессорной станции и изменением мертвого пространства подсоединением к цилиндру дополнительных полостей.

### **Вопрос 3.14. Турбокомпрессоры, принцип работы, схема**

Лопастные компрессоры подобны по принципу действия лопастным насосам, в которых повышение давления воздуха или газа основано на принципе сообщения им большой скорости, преобразуемой затем в давление.

Область применения турбокомпрессоров - это низкие и средние давления и большие производительности. Здесь также применяются центробежные и осевые типы лопастных машин. Лопастные компрессоры бывают одноступенчатые и многоступенчатые.

Как и во всякой центробежной машине, основной частью их являются рабочие колеса, при помощи которых передается энергия от двигателя к сжимаемому газу.

Уравнение для определения теоретического напора, создаваемого колесом центробежного насоса и формула Эйлера, уравнение (2.5) справедливы и при расчете центробежных компрессорных машин.

Правда через колесо турбокомпрессора протекает не каплярная жидкость, а газ, вследствие чего рассматриваемые нами процессы несколько усложняются из-за изменения плотности газа при изменении его давления. Однако существующие внутри колеса разности давлений так малы, что расчет можно вести по средней удельной плотности.

Рабочее колесо центробежной машины сообщает протекающему газу тем больший напор, чем больше будет окружная скорость на выходе из колеса. На величину окружной скорости накладывает ограничение прочность колеса. В настоящее время при выполнении колес из легированной стали в одном колесе можно получить степень сжатия  $\epsilon$  - 1,25... 1,5.

Если требуется получить большие степени сжатия, то сжатие газа осуществляется последовательно в нескольких колесах. Скорость газа при выходе его из рабочего колеса велика и достигает 160...170 м/с, т.е. газ обладает большой кинетической энергией.

Для преобразования кинетической энергии газа в давление в неподвижном корпусе турбомашин обычно предусматривают

направляющий аппарат, реже безлопаточный диффузор, в котором скорость газа уменьшается и увеличивается его напор.

**Компрессор типа 43ГЦ2-100/5-100** предназначен для компримирования нефтяного газа и подачи его в высоконапорную систему распределения при газлифтной эксплуатации скважин. Состоит он из электродвигателя, соединенного через мультипликатор с двумя корпусами сжатия: низкого (КНД) и высокого (КВД) давлений.

Корпус - стальной кованый цилиндр с вертикальным разъемом, закрываемый толстостенными крышками. Внутри него расположен аэродинамический узел с ротором неразборного типа, рабочие колеса которого крепятся на валу на горячей посадке. Для предотвращения утечек газа предусмотрены гидравлические (масляные) концевые уплотнения. Опоры валов компрессора и мультипликатора - подшипники скольжения.

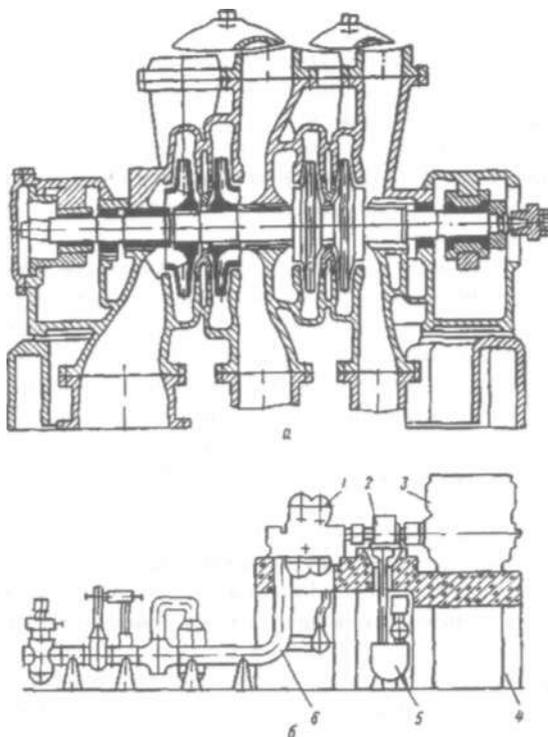


Рис. 3.12. Турбокомпрессор:

- a* - продольный разрез; *б* - установка на фундаменте; 1 - компрессор;  
2 - мультипликатор; 3 - электродвигатель; 4 - фундамент; 5 - маслобак;  
6 - внутренняя газовая коммуникация

Мультипликатор - одноступенчатый горизонтального типа с эвольвентным зацеплением. Охлаждение сжимаемого газа - воздушное. Охлаждение приводного электродвигателя - антифризом (смесь 60% триэтиленгликоля с водой) или в летнее время - водой с расходом  $0,02 \text{ м}^3/\text{с}$  при давлении  $0,294 \text{ МПа}$  и температуре  $30 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Система смазки - циркуляционная принудительная со свободным сливом масла в бак. Во избежание износа подшипников в уплотнений во время пуска и остановки в маслосистеме и системе уплотнений предусмотрены рабочие и резервные маслонасосы с приводом от электродвигателей.

В зависимости от молекулярной массы компримируемого нефтяного газа изготавливают пять модификаций компрессоров, различающихся зубчатыми парами мультипликатора, обеспечивающими соответствующую частоту вращения роторов.

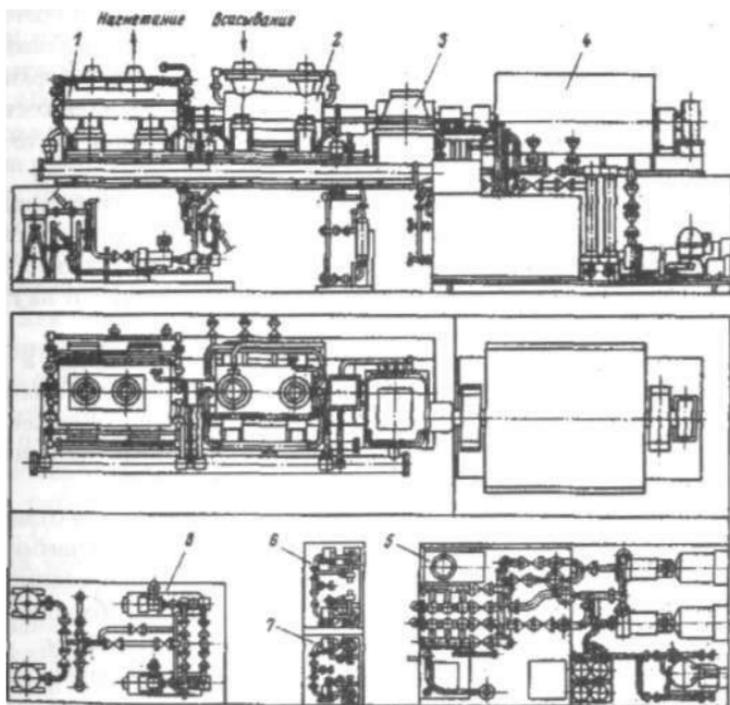


Рис 3.13. Центробежный компрессор 43ГЦ2-100/5-100:  
 1 - корпус высокого давления; 2 - корпус низкого давления; 3 - мультипликатор;  
 4 - электродвигатель; 5 - агрегат смазки; 6 - блок маслоотводчиков низкого давления;  
 7 - блок маслосоводотводчиков высокого давления; 8 - агрегат уплотнений

В комплект поставки компрессора 43ГЦ2-100/5-100 входят блоки промежуточного и конечного сепараторов, блоки промежуточного и конечного аппаратов воздушного охлаждения масла, арматура, система автоматики и защиты.

Система автоматики и КИП обеспечивает дистанционный пуск и останов компрессора; антипомпажную защиту; регулирование и контроль основных параметров; предупредительную и аварийную сигнализацию; блокировку, разрешающую пуск компрессора после выполнения всех предпусковых операций; отключение компрессора при аварийных режимах.

### **Вопрос 3.15. Особенности конструкции турбокомпрессора. Сравнение с поршневым компрессором**

Для сжатия газа лопастной машиной требуются большие окружные скорости, скорости газа в проходных каналах велики, и поэтому требования к рабочим колесам компрессора отличны от требований к рабочему колесу насоса. Необходимы высокие чистота поверхности каналов и прочность колеса. Обычно их делают из стали составными из дисков и лопаток так, чтобы можно было точно и чисто обработать их поверхности.

Необходимость иметь высокие окружные скорости приводит к большой частоте вращения валов лопастных компрессоров (до 13000 об/мин и более). Поэтому ротор компрессора обычно подвергают динамической балансировке, а вал тщательно рассчитывают на критическую частоту вращения.

При работе центробежного компрессора между ступенями, а также внутри ступени возникают перепады давления, которые вызывают перетоки газа из зоны повышенного давления в зону пониженного давления. Для предотвращения утечек газа в зазорах применяют лабиринтовые уплотнения.

Рабочие колеса многоступенчатого турбокомпрессора, в отличие от колес многоступенчатого насоса, могут быть неодинаковыми по размерам. При сжатии газа его объем уменьшается, и необходимость примерного сохранения скорости потока приводит к необходимости уменьшать площадь проходного сечения колес и их диаметры.

Основные преимущества турбокомпрессора по сравнению с поршневыми компрессорами проявляются при сжатии больших количеств газа.

1. Турбокомпрессоры имеют меньшие основные размеры и массу при такой же мощности, как и у соответствующего поршневого компрессора.

2. Вал турбокомпрессора соединяется непосредственно с валом двигателя без механизмов, преобразующих частоту вращения.

3. Подача турбокомпрессора равномерна и непрерывна, что снимает необходимость устанавливать большие резервуары на стороне нагнетания.

4. Инерционные усилия уменьшаются до минимума, что позволяет строить более легкие фундаменты.

5. В них отсутствуют всасывающие и нагнетательные клапаны, что обеспечивает большую надежность работы

6. Подаваемый газ не загрязнен смазкой рабочих органов

К недостаткам турбокомпрессора можно отнести более низкий КПД и незначительный напор.

### Вопрос 3.16. Характеристика турбокомпрессора

Так же как и для центробежных насосов, работа центробежного компрессора характеризуется соотношением основных параметров:  $p, N, T/vi Q$ . Зависимость давления, мощности и КПД от подачи называется характеристикой центробежного компрессора.

На рис.3.14 приведена характеристика центробежного компрессора при  $n = \text{const}$ . Там же нанесена и характеристика сети (кривая I). При работе в данной сети параметрами компрессора являются  $Q^{\wedge}, N_{\text{пр}}$  и  $\eta_{\text{пр}}$ . При уменьшении сопротивления сети производительность компрессора возрастает. При отсутствии сопротивления сети (когда компрессор работает на «выброс») его производительность достигает максимального значения, т.е.  $Q_{\text{max}}$ .

Как видно из рис 3.13, при работе центробежного компрессора его параметры могут достигать критических значений:  $Q$  и  $p_k$  (например, в точке К будет максимальное давление). В случае работы компрессора при  $Q < Q^{\wedge}$  возникает явление помпажа, характеризующиеся чередованием прекращения и возобновления подачи газа и сопровождающиеся вибрациями машины и сотрясениями трубопроводов. Явление помпажа объясняется следующим образом. При сокращении подачи турбокомпрессора до  $Q^{\wedge}$  давление нагнетания становится максимальным.

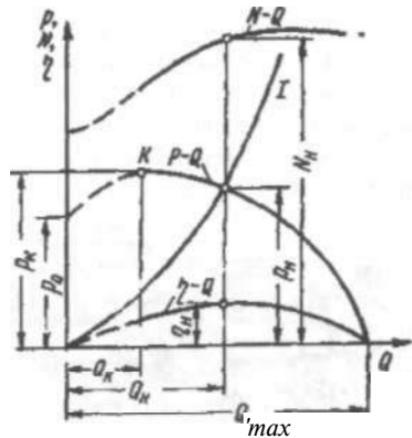


Рис. 3.14. Характеристика турбокомпрессора

При дальнейшем уменьшении подачи  $Q < Q_c$ , давление, развиваемое компрессором падает  $p < p_c$ . В этом случае машина прекращает подачу и даже возможно обратное движение газа с линии нагнетания в линию всасывания. Поскольку расход сжатого газа остается  $Q_c$ , давление на линии нагнетания быстро падает, и компрессор возобновляет подачу. Таким образом в сети возникают пульсации подачи и давления, период которых зависит от емкости сети, а амплитуда от характеристики турбокомпрессора.

### Вопрос 3.17. Винтовые компрессоры

На рис. 3.15 представлен винтовой компрессор. Работа компрессора осуществляется следующим образом. В корпусе компрессора 3 вращаются два ротора: ведущий 1 и ведомый 2. Поверхности роторов выполнены в виде винтов и находятся в зацеплении таким образом, что выступы ведомого вала входят во впадины ведущего. При всасывании газа из зоны а газ попадает во впадины ведущего ротора, которые выполняют роль цилиндров. Роль поршня выполняют выступы ведомого вала, которые, заполняя последовательно всю длину канала, образованного впадинами, постепенно осуществляют сжатие газа. В момент, когда сечение впадин оказывается перед нагнетательным отверстием, газ, сжатый до конечного давления, поступает в систему нагнетания (зона б).

Процесс сжатия газа осуществляется и во впадинах ведущего ротора при заполнении их выступами ведомого ротора. Таким образом, винтовые компрессоры являются типичными представителями компрессоров объемного типа.

Винтовые компрессоры могут развивать производительность от 0,06 до 0,4 м<sup>3</sup>/с при конечном давлении 0,3 МПа (для одноступенчатого компрессора) и до 10 МПа (для двухступенчатого компрессора). Частота вращения ротора 50...200 об/с. Винтовые компрессоры могут применяться для подачи газа с наличием в нем жидкости, например конденсата.

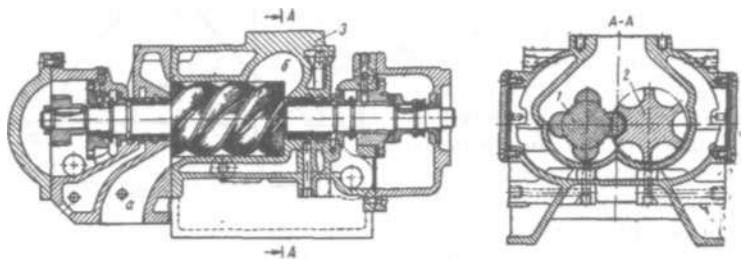


Рис. 3.15. Винтовой компрессор

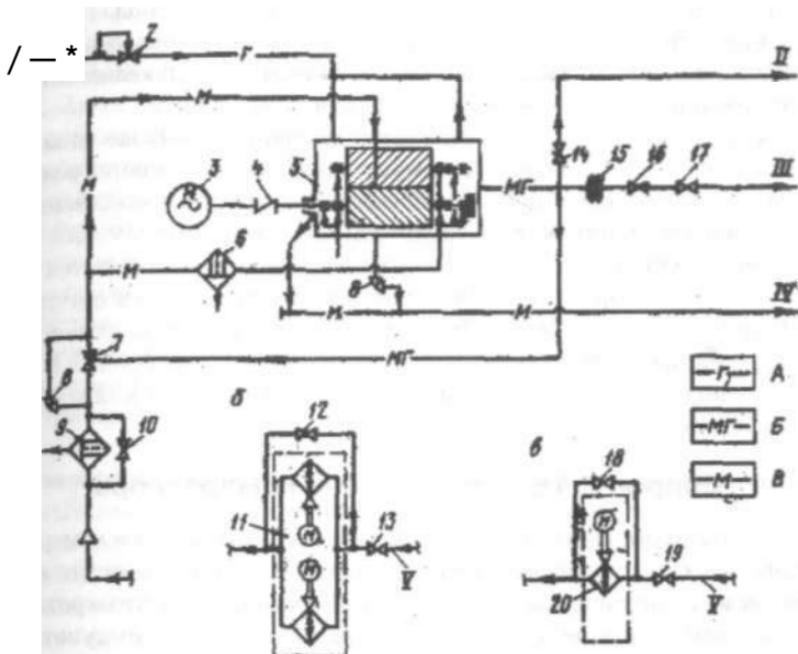


Рис. 3.16. Технологическая схема компрессорных установок типов 7ВКГ-50/7 (а, б) и 7ВКГ-30/7 (в):

- 1 - задвижка; 2 - впускной клапан; 3 - электродвигатель; 4 - муфта сцепления;  
 5 - компрессор; 6 - масляный фильтр; 7 - отсечной клапан; 8 - вентиль угловой;  
 9 - масляный фильтр грубой очистки; 10, 13, 17, 19 - вентили;  
 11 - блок маслоохладителя 7ВКГ-50/7; 12, 18 - перепускные клапаны;  
 1А - предохранительный клапан; 15 - компенсатор; 16 - обратный клапан;  
 20 - блок маслоохладителя; / - газ на прием компрессора; II - газомасляная смесь  
 в приемный сепаратор; III - газомасляная смесь к потребителю; IV - слив масла  
 в емкость; V - масло на охладитель; Л - газ; Б - газомасляная смесь; В - масло

Технологическая схема компрессорных установок типов 7ВКГ-30/7 и 7ВКГ-50/7 показана на рис. 3.16.

Нефтяной газ с сепарационных установок поступает на компрессор 5 через приемную задвижку / и впускной клапан 2. Процесс сжатия происходит аналогично сжатию в компрессоре 5ВКГ.

Маслогазовая смесь из компрессора поступает в сепаратор (в комплект поставки не входит), где газ отделяется от масла и направляется в газопровод по назначению, а масло или нефть под давлением нагнетания, пройдя через холодильник 11, фильтры 9 и 6, поступает вновь на компрессор. При неработающем компрессоре для случая, когда масляная система находится под давлением, на компрессорной Установке предусмотрен отсечной клапан 7, перекрывающий вход масла в компрессор.

Отсечной клапан необходим для предотвращения подачи масла в компрессор при его остановке. В противном случае масло заполнит рабочие полости компрессора, что затруднит последующий запуск установки и может привести к гидравлическому удару.

Клапан закрывается с понижением давления на выходе из компрессора после его остановки. Снижение давления происходит в результате утечки газа из компрессора, по зазорам в винтах на всасывание.

Смазка подшипников, создание затвора в запорных втулках, разгрузочном устройстве и концевом уплотнении осуществляется тем же маслом, которое дополнительно пропускается через сетчатый фильтр тонкой очистки б. При запуске компрессорной установки в холодное время года, когда в холодильнике имеется загустевшее масло, подвод масла осуществляется через перепускные клапаны 12 и 18, минуя холодильник.

### Вопрос 3.18. Ротационные компрессоры

В ротационных машинах сжатие газа осуществляется в камерах периодически уменьшающимся объемом, т.е. принцип действия такой же как у поршневых машин. Разница состоит в том, что в ротационных машинах вместо поршня, имеющего возвратно-поступательное движение, сжатие осуществляется в специальных камерах, образованных пластинами ротора,двигающимися все время в одном направлении.

Устройство ротационной машины видно из рис. 3.17. Внутри чугунного корпуса 1, имеющего внутри цилиндрическую расточку, помещен ротор 2 с пазами, в которых свободно ходят пластины 3. Ось ротора смещена относительно оси цилиндрического отверстия корпуса 1. Ротор вращается в направлении, указанном на рисунке стрелкой.

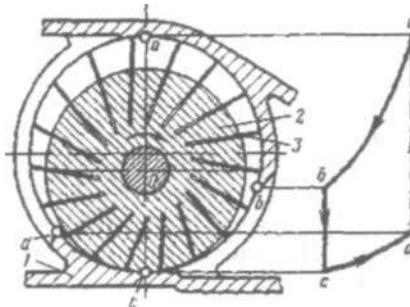


Рис. 3.17. Ротационный компрессор

Газ, поступающий в компрессор через всасывающий патрубок, отсекается пластинами при вращении ротора в тот момент, когда происходит соприкосновение камеры с краем цилиндрической расточки корпуса (точка а). По мере поворота ротора расстояние между ним и корпусом, а следовательно, и объем камеры сжатия умень-

шаются. Пластины при этом утапливаются в пазы ротора. Сжатие происходит до тех пор, пока пластина не дойдет до окна имеющегося в цилиндрической части корпуса со стороны камеры нагнетания (точка б). Затем газ поступает в напорный патрубок (линия бс). От точки с до точки d происходит расширение газа оставшегося в «мертвом» пространстве.

Благодаря большой скорости вращения пластины под воздействием центробежной силы всегда прижаты к цилиндрической расточке корпуса, а в момент прохождения над окнами удерживается специально предусмотренными направлениями.

Ротационные компрессоры строят одно- и двухступенчатыми. Они имеют производительность от 0,083 до 1,1 м<sup>3</sup>/с и развивают давление одноступенчатые 0,4 МПа, двухступенчатые до 1 МПа.

При вращении вала в противоположную сторону ротационный компрессор может работать как вакуумная машина.

**Особенность ротационного компрессора** заключается в следующем. Степень сжатия ротационного компрессора не зависит от давления в нагнетательном трубопроводе, а зависит от геометрических размеров компрессора. Если компрессор рассчитан на давление нагнетания 0,4 МПа, то при давлении нагнетания, равном 0,2 МПа, он будет потреблять такую же мощность, как и в первом случае что и при 0,4 МПа. Происходит это из-за того, что изменение объема камеры сжатия в процессе перемещения ее от всасывающего окна к нагнетательному в ротационном компрессоре зависит только от геометрии компрессора и, следовательно, в машине, рассчитанной на 0,4 МПа, газ будет сжиматься на ту же величину и при меньшем давлении нагнетания. В тот момент, когда камера сжатия будет сообщена с нагнетательными патрубками, газ расширится до давления в этом патрубке и работа, затраченная на излишнее сжатие, пропадет без пользы.

Для того чтобы избавиться от этого недостатка, на цилиндрической части корпуса предусматривают нагнетательные клапаны.

Регулирование производительности ротационных компрессоров достигается либо изменением числа оборотов ротора, либо дросселированием на всасывании. Машины, имеющие нагнетательные клапаны переводят на холостой ход, соединяя нагнетательный патрубок со всасывающим.

**По сравнению с поршневыми компрессорами** ротационные имеют ряд преимуществ:

- компактность и небольшой вес; ротационный компрессор занимает площадь меньше поршневого компрессора той же производительности;

- спокойная уравновешенная работа, обусловленная отсутствием кривошипно-шатунного механизма; благодаря этому под компрессор требуется небольшой фундамент;

- большое число оборотов компрессора, допускающее применение многооборотных электродвигателей; большая равномерность подачи

- простота конструкции; меньше, чем у поршневой машины, число деталей

Наряду с этим ротационные компрессоры имеют следующие недостатки:

- меньший КПД, чем у поршневых машин;

- большая точность изготовления и более сложная технология;

- ограниченное конечное давление.

### **Вопрос 3.19. Газомотокомпрессор**

Стационарные газомотокомпрессоры 8ГК и 10ГК имеют V -образный газовый двигатель внутреннего сгорания, шатуны которого соединены с коленчатым валом компрессора (см. рис. 3.18). Топливом для двигателя служит перекачиваемый газ. Мощность компрессоров 8ГКМ достигает 220 кВт, а 10ГКМ - до 1100 кВт. Давление на выкиде соответственно типам компрессоров до 5 МПа и до 12,5 МПа, а подачи у основных типоразмеров этих компрессоров от 0,28 до 8,33 и от 0,58 до 10 м<sup>3</sup>/с.

Эти газомотокомпрессоры имеют шифры типа 8ГКМ1/38 - 55. Цифры в этом шифре обозначают: первая - число цилиндров двигателя, вторая - число ступеней сжатия, третья и четвертая - давление газа на приеме и нагнетании компрессора.

Каждый из этих компрессоров имеет около 20 типоразмеров на различные подачи и давления. База компрессора 8ГКМ (как и 10ГКМ) одна под все типоразмеры.

Основными деталями газомотокомпрессора (см. рис. 3.16) являются: рама-картер *1*, на которой базируются узлы компрессора; фланцевая часть *13* для подсоединения цилиндра компрессора к станине; цилиндр компрессора *11* с находящимся в нем поршнем *12*, штоком, сальником и клапанами.

В торце цилиндра компрессора располагаются детали системы регулирования *10*. Шток поршня соединен с крейцкопфом, шатуном компрессора *5* и коленчатым валом, через который осуществляется связь с приводящим двигателем.

В газомотокомпрессоре на шейке коленчатого вала *4* размещается шатун компрессора, соединенный пальцами *3* с шатунами *2* двигателя. Через патрубок *6* и всасывающий клапан продувочного цилиндра *7* воздух попадает в продувочный насос, который имеет поршень *9*, соединенный с крейцкопфом. Продувочный насос по каналам *16* подает воздух в цилиндры двигателя *17* для вытеснения продуктов сго-

рания через выхлопной патрубок 22 и наполнения цилиндров воздухом перед подачей в них топлива через инжекторный клапан 19. Смесь топлива с воздухом в конце сжатия воспламеняется с помощью тока высокого напряжения, подаваемого на свечу зажигания 20.

**Газомотокомпрессоры запускаются** энергией сжатого воздуха и имеют несколько периодов, когда надо включать и отключать некоторые устройства. Для ручного управления пуск и остановка газомотокомпрессора сложны. Поэтому часть периода пуска автоматизирована. Перед пуском компрессора необходимо вручную подать масло насосом к движущимся и трущимся узлам. После этого нажимается кнопка «Пуск», и автоматический пуск производится в следующем порядке:

1. Из пусковых баллонов в пусковое устройство (им оснащается часть цилиндров двигателя компрессора) подается воздух, раскручивающий двигатель.

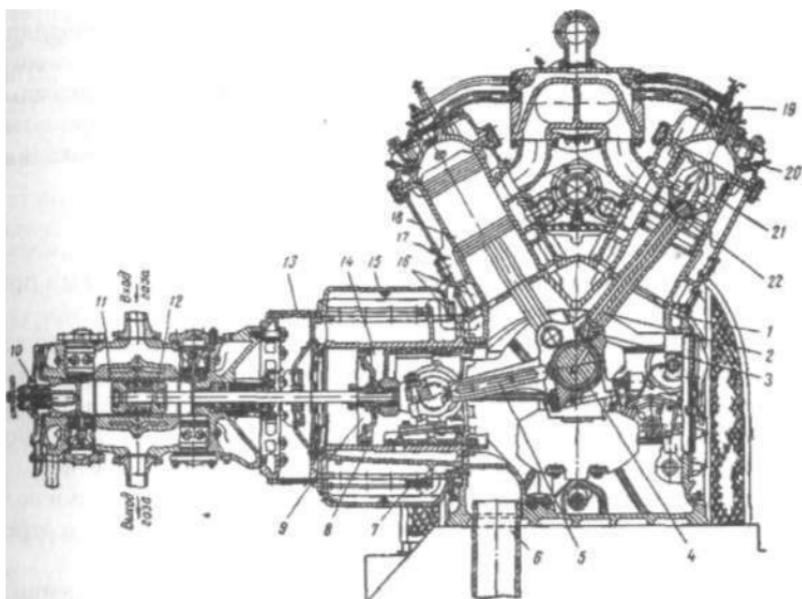


Рис. 3.18. Газомоторный компрессор 10 ГК:

- 1 - станина; 2 - шатун; 3 - палец; 4 - шейка коленчатого вала; 5 - главный шатун;
- 6 - воздушный *патрубок*; 7 - всасывающий клапан продувочного насоса;
- 8 - поршневые кольца продувочного насоса; 9 - поршень продувочного насоса;
- 10 - регулятор «мертвого» пространства компрессора;
- 11 - цилиндр компрессора; 12 - поршень; 13 - фонарная часть; 14 - продувочный насос;
- 15 - крышка средника; 16 - полости для продувания воздухом; 17 - силовой цилиндр;
- 18 - поршень силового цилиндра; 19 - инжекторный клапан; 20 - свеча зажигания;
- 21 - масляная полость поршня силового цилиндра; 22 - выпускной патрубок

2. По мере повышения давления масла включается зажигание (давление масла 0,02 МПа), подается топливный газ (0,04 МПа), включается защита (0,15 МПа).

3. При достижении давления топливного газа 0,05...0,07 МПа, прекращается подача сжатого воздуха.

4. При нагреве масла до 25 °С давление топливного газа поднимается до 0,3 МПа и подается воздух на систему регулировки частоты вращения вала.

5. При нагреве масла до 40...45 °С и нагреве конденсата на выходе из двигателя до 57...60 °С (машина прогрелась) устанавливают рабочий режим компрессора; закрывается перепуск и повышается давление сжатия газа. Эта операция выполняется кранами с пневматическим приводом.

**Основные требования по техническому обслуживанию следующие:**

1. Содержать компрессор в чистоте.

2. Ежедневно проверять уровень масла щупом и при необходимости доливать. Масло заменять через 300 ч работы, а у нового и отремонтированного компрессора - через 60 ч работы дважды. Применяемое компрессорное масло должно иметь сертификаты. Масло надо сливать сразу после остановки компрессора, пока оно не остыло.

3. Продувать водомаслоотделитель через 3...4 ч работы.

4. Ежедневно проверять натяжение ремня вентилятора. Нормальный прогиб ремня между шкивами должен быть равен 10...15 мм при нажатии на него с усилием 30...40 Н.

5. Следить за промежуточным и конечным давлением воздуха. В случае повышения промежуточного давления более чем на 0,23 МПа или понижения до 0,2 МПа необходимо остановить компрессор и сделать ревизию клапанов, сменить поломанные пластины. В случае повышения конечного давления в воздухохранильнике более чем на 0,85 МПа следует остановить компрессор, сбросить давление в воздухохранильнике, сделать ревизию предохранительного клапана и отрегулировать на давление сброса 0,82-0,85 МПа.

6. Периодически проверять затяжку всех болтовых соединений.

7. Через 40 ч работы набивать масленку вентилятора смазкой до появления ее из контрольного отверстия.

8. Периодически разбирать воздушные фильтры и промывать фильтрующие элементы в керосине.

9. У нового и отремонтированного компрессора первое подтягивание шатунных болтов выполнять через 50 ч работы, а последующее - через 150 ч работы компрессора. Несвоевременное подтягивание может привести к аварии.

Ремонт газомотокомпрессора рассмотрим исходя из следующих неполадок.

- *ненормальное повышение давления* в какой-либо ступени вызывается неисправностью клапанов на следующей ступени.

- *ненормальное повышение температуры* сжимаемого газа может быть следствием неправильного распределения давления по ступеням или неисправностью системы охлаждения.

- *неисправность системы охлаждения* заключается в образовании накипи в водяных рубашках компрессора и в трубах холодильника.

- *внезапное падение давления масла* в циркуляционной системе смазки может быть вызвано: поломкой шестеренного насоса с внутренним зацеплением; разрывом маслопровода; поломкой пружины предохранительного клапана.

- *постепенное падение давления в циркуляционной системе* может быть обусловлено: засорением масляного фильтра или приемной сетки насоса; неплотностью предохранительного клапана; большой выработкой вкладышей подшипников скольжения; разжижением смазки вследствие перегрева.

- *повышение температуры масла* вызывается загрязнением масляного холодильника или повышением температуры движущихся частей компрессора вследствие их износа.

- *резкий стук в цилиндре компрессора* может быть следствием ряда неполадок: попадания куска пружины, обломка клапана между поршнем и крышкой; непосредственных ударов поршня о крышку; ослабления соединения поршня со штоком; ослабления поршневых колец в канавках поршня; ослабления соединения штока с крейцкопфом; попадания в цилиндр жидкости или чрезмерной смазки его; большого износа продувочного цилиндра или крейцкопфа и увеличенного зазора между ними; износа пальца крейцкопфа или разработки бронзовых втулок его; слабой посадки клапанов в гнездах цилиндра.

- *снижение подачи компрессора* является следствием негерметичности клапанов, износа поршневых колец, цилиндров или сальников.

- *газомотокомпрессор не запускается или запускается с трудом*. В этом случае необходимо проверить давление пускового воздуха; продуть линию пускового воздуха от конденсата, загрязняющего свечи; продуть газовую линию от воздуха; проверить, правильно ли установлено начало открытия клапанов воздухораспределителя; проверить, не заедают ли пусковые клапана воздухораспределителя и не пропускает ли пусковой трубопровод; отрегулировать систему зажигания. Свечи зажигания должны быть сухими и иметь правильный зазор. Контакты магнето не должны быть обгоревшими, щетки изношенными.

- *цилиндры, двигателя перегреваются*, если пропускают поршневые кольца продувочного насоса; установлено позднее зажигание; засорен воздушный фильтр или загрязнены выхлопной коллектор и глушитель; недостаточно давление охлаждающей воды или на стенках рубашек охлаждения имеется накипь. Перегрев цилиндров обнаруживают по температуре выхлопных газов.

- *повышенная дымность двигателя* наблюдается в следующих случаях: велика подача масла лубрикатором в цилиндры двигателя и к газорегулирующему клапану; неисправен маслосбрасывающий клапан продувочного насоса; в ресивере и выхлопном тракте скопилось значительное количество несгоревшего масла.

- *двигатель не принимает нагрузку*, т. е. под нагрузкой уменьшаются обороты вала и ручной регулировкой натяжения пружины центробежного регулятора не удается довести частоту вращения до нормальной. В этом случае необходимо проверить давление топливного газа, систему зажигания, работу топливных клапанов, клапаны продувочных цилиндров, воздушные фильтры, состояние поршней и цилиндров двигателя.

### **Вопрос 3.20. Эксплуатация поршневых компрессоров**

Во время работы компрессора должно быть обеспечено наблюдение за:

- подачей смазки лубрикатором и количеством масла в резервуаре;
- давлением масла в циркуляционной системе смазки;
- распределением давления по ступеням компрессора и за давлением за последней ступенью;
- температурой газа, воды и масла.

Холодильники и газосборник следует периодически продувать, а исправность предохранительных клапанов проверять ежедневно.

При эксплуатации компрессорных установок безусловно запрещается:

- работать, если температура конца сжатия в какой-либо из ступеней возросла выше 200 °С при смазке цилиндров маслом компрессорное 12 и 210 °С при смазке маслом компрессорное 19;
- работать, если в каком-либо из узлов слышатся стуки;
- крепить на ходу фундаментные болты и подтягивать фланцевые соединения, находящиеся под давлением;
- подтягивать или заглушать предохранительные клапаны;
- допускать работу компрессора при неисправной системе охлаждения;
- смазывать компрессор загрязненным маслом или маслом неподходящего качества;

- допускать загазованность помещения при сжатии газов;
- нарушать общие правила техники безопасности: работать без ограждений или заземления, с неисправной электропроводкой, при недостаточной освещенности и т.д.

При необходимости остановить компрессор выполняются следующие операции:

- компрессор переводят на холостой ход и открывают продувочные вентили холодильников с тем, чтобы остановка компрессора производилась без нагрузки;

- останавливается двигатель;

- выключается охлаждающая вода; выключение воды следует делать общим вентилем, так как при этом не нарушается регулировка подачи воды; если есть опасность замерзания воды, ее надо спустить из всех холодильников и рубашек цилиндра

После остановки проверяют отсутствие нагрева подшипников и направляющих крейцкопфа.

При необходимости срочной остановки компрессора прежде всего надо остановить привод и затем выполнять остальные операции, указанные выше.

### **Вопрос 3.21. Типы компрессоров, их применение**

При разработке нефтяной залежи газлифтным способом газ подается к газлифтной скважине обычно с давлением до 5..8 МПа. В пусковой период давление должно быть поднято в среднем до 10 МПа. Большие объемы газа и воздуха с высоким давлением требуются также при поддержании пластового давления газом и для создания внутрипластового движущегося очага горения.

Для этих целей применяются в основном газомотокомпрессоры 8ГК, 10ГК (см. рис. 3.16).

Для освоения нефтяных скважин компрессорным способом применяются компрессорные установки ДКС-7/200А, ДКС-3.5/200Д, ДКС-3,5/200ТП, СД-9/101, КПУ-16/100, КПУ-16/250 и др.

Для сбора газа используются компрессоры с давлением на выходе 0,4...0,5 МПа и на входе 0,06...0,08 МПа. Подача таких компрессоров обычно не превышает 0,42 м<sup>3</sup>/с.

Для транспортирования газа по территории нефтепромысла требуются компрессоры с давлением на выходе до 0,4...0,8 МПа при подачах до 0,5 м<sup>3</sup>/с. Для транспортирования больших объемов газа кроме поршневых применяются центробежные и винтовые компрессоры. Подача центробежных компрессоров достигает 1,7...2 м<sup>3</sup>/с при давлении на выходе 0,5 МПа, а винтовых - около 0,2 м<sup>3</sup>/с при том же Давлении.

Для многих вспомогательных устройств и для различных целей (например, для пневматических муфт, для привода устройств с пневматическими двигателями, для снабжения сжатым воздухом средств КИП и автоматики, для испытания оборудования опрессовкой, для строительного и дорожного инструмента и т. п.) используются компрессоры с давлением на выходе 0,4...0,8 МПа при подачах от 0,05 до 0,5 м<sup>3</sup>/с. Так, например, для дожатия нефтяного газа в системе внутрипромыслового сбора и транспорта (а также для систем малогабаритных газобензиновых установок) применяется одноступенчатый винтовой маслозаполненный компрессор 6ГВ-18/6-17.

В нефтяной промышленности применяются также стационарные поршневые воздушные угловые (прямоугольные) компрессоры типа П с приводом от электродвигателя.

В нефтедобыче применяются, например, компрессоры следующих типоразмеров: 302ВП10/8, 305ВПЗ0/8, 302ВП6/18, 305ВП20/18, 202ВП12/3, 302ВП20/35, 305ВП60/2 и др. Условное обозначение, например, 305ВПЗ0/8 означает, что компрессор прямоугольного типа собран на угловой базе, в которой усилие на шток может достигать 50 кН, предназначен для сжатия воздуха, подача компрессора 0,2 м<sup>3</sup>/с, Давление на выходе - 0,8 МПа. Цифра, стоящая перед нулем, - номер модификации (третья). Газовые компрессоры в обозначении имеют букву Г вместо В.

Для снабжения сжатым воздухом средств КИП и автоматики установок подготовки нефти, концевых сепарационных установок и комплексных сборных пунктов применяются блочные компрессорные станции БКСА5М, БКС5М-1, БК.СА10 со следующими показателями, соответственно: давление на выходе-0,8 МПа, подача -0,092 и 0,17 м<sup>3</sup>/с

Для снабжения сжатым воздухом пневматических инструментов на строительных, дорожных и других, работах применяются, например, передвижные компрессорные станции ПР-6М и ПР-10М с давлением на выходе 0,8 МПа и подачами соответственно 0,1 и 0,17 м<sup>3</sup>/с.

В системах сбора, подготовки и транспортирования нефтяного газа на газобензиновые заводы применяются газомотокомпрессоры, винтовые и центробежные компрессоры.

Нефтезаполненный компрессор ВКГ-20/5 используется для сжатия нефтяного газа в сепарационных установках. Его показатели: давление на выходе - 0,5 МПа, давление на входе - 0,08 МПа. подача - 0,33 м<sup>3</sup>/с.

В газовой промышленности для транспортирования природного газа по магистральным газопроводам используются мощные (до 40000кВт) центробежные нагнетатели линейных компрессорных станций с газотурбинным приводом.

### Вопрос 3.22. Компрессорные станции. Схема работы

Описание компрессора показывает, что процесс сжатия и нагнетания газа сложен и требует, кроме основной машины-компрессора, ряд сложных вспомогательных узлов. Сам компрессор требует наличия системы охлаждения и смазки. Кроме того, сжатый газ до транспортировки должен быть отделен от влаги и масла, которые доставляют много неудобств и создают аварийные положения при эксплуатации газовых трубопроводов. Все это приводит к сложному хозяйству компрессорной промышленной станции.

По газопроводам 1 и 2 к станции поступает газ после предварительной обработки на установках подготовки нефти. Газ проходит сепараторы 3 для отделения жидкости и механических примесей и подается к компрессорам по линии 5. Через регулятор давления «после себя» 4 газ подается к двигателям компрессоров 10ГК. Остальная, основная часть газа по трубопроводу идет в цилиндры компрессоров 7. После сжатия в ступени I газ направляется по линии 9 в маслоотделители 11, холодильники первой ступени 12 и сепараторы среднего давления 14, где отделяется влага. Ко второй ступени газ подается по линии 8.

Такая же обработка газа проводится и после второй ступени в аппаратах 11, 13 и 15. К этим аппаратам газ подается по линии 10. Влага от всех сепараторов поступает в емкости для конденсата 16, 17, 18.

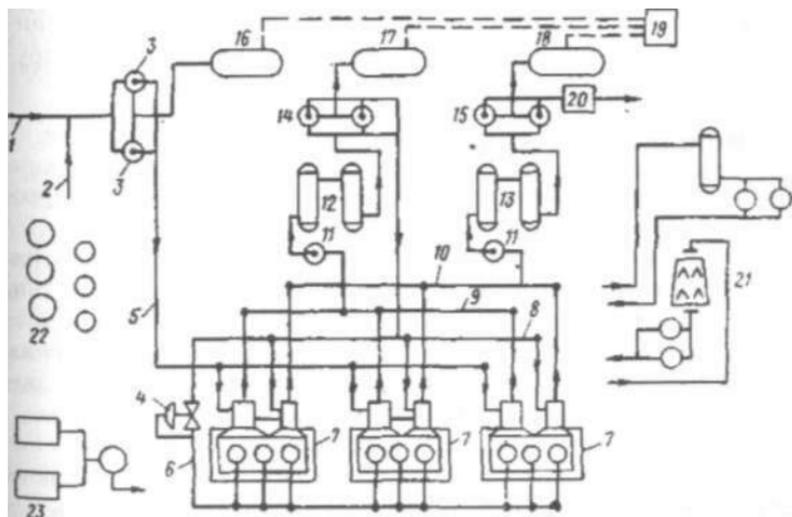


Рис. 3.19. Схема оборудования компрессорной станции

и отбирается насосами насосной 19. Газ после сжатия и обработки направляется по линии 20 к потребителю (на газобензиновый завод, на скважины для газлифта и т. п.). Для охлаждения воды холодного и горячего цикла применяют градирни 21, где имеются емкости и насосная, расширительный бак с насосом горячего цикла. Для компрессорной, на которой установлено обычно 1... 10 компрессоров, необходимо масляное хозяйство, так как расход масел различных марок велик (емкости и насосы маслохозяйства 22). Кроме того, запуск компрессора производится сжатым воздухом, запас которого в специальной емкости пополняется небольшими вспомогательными компрессорами 23.

Все эти машины и аппараты связаны трубопроводами, оснащенными ручными и моторными задвижками. Большое хозяйство компрессорной станции требует наличия механической мастерской, хранилищ горючих и смазочных материалов, запасных частей. В помещении компрессорной имеется крановое хозяйство, позволяющее монтировать и демонтировать громоздкие и тяжелые детали компрессоров.

Имеющийся в газе конденсат может образовать жидкостные пробки в трубопроводах, особенно если трасса трубопровода имеет чередующиеся подъемы и спуски. В зимнее время возможно замерзание этих жидкостных пробок. Наличие масла в газе может привести к образованию взрывоопасных смесей. Поэтому в системе трубопроводов имеются масло- и влагоотделители.

Компрессоры, сепараторы и емкости, находящиеся под давлением, оснащены предохранительными клапанами, грузовыми или пружинными.

### **Вопрос 3.23. Неисправности компрессоров**

Наиболее часто встречаются следующие неисправности компрессоров:

1. Неправильное распределение давления по ступеням сжатия. Чаще всего это происходит вследствие поломок клапанных пластин. При других неисправностях клапана или неправильной его установке. Причиной неправильного распределения давления в ступенях могут быть также неисправность поршневых колец и сильные пропуски через сальники или клапанные крышки.

2. Резкие или глухие стуки. Резкий стук обычно вызывается падением между поршнем и одной из крышек цилиндра посторонних тел (например, куска поломавшейся клапанной пластины), непосредственным ударом поршня о крышку вследствие недостаточного вредного пространства, скоплением в цилиндре смазки или по-

паданием влаги, ослаблением соединения штока с поршнем или с крейцкопфом, слишком большой выработкой ползунов или параллелей, разработкой крейцкопфного подшипника, износом пальца, ослаблением клина подшипника, разработкой конических гнезд крейцкопфа, сработкой конусов пальцев, ослаблением клапанов в гнездах цилиндров, неправильной посадкой маховика на вал. Глухой стук происходит вследствие ослабления кривошипных и коренных подшипников или выработки их и шеек вала.

3. Повышение температуры газа или воздуха после какой-либо ступени сжатия. Если это не вызвано изменением распределения давления, то причиной повышения температуры может быть ухудшение работы холодильника предыдущей ступени вследствие его загрязнения или недостаточной подачи охлаждающей воды.

4. Внезапное падение давления масла из-за разрыва одной из труб маслопровода или масляного холодильника, падения уровня масла в раме (вследствие чего обнажилась приемная сетка насоса), поломки шестеренчатого насоса или пружины его перепускного клапана. Причиной отсутствия показаний давления масла может явиться также поломка манометра.

5. Постепенное уменьшение давления масла. Это происходит вследствие износа какого-либо подшипника (при этом обычно появляется стук), появления утечек из-за неплотностей, засорения приемной сетки или масляного фильтра.

6. Повышение температуры масла вследствие недостаточного его охлаждения, загрязненности или недоброкачественности, неисправности механизмов компрессора.

7. Нагревание подшипников из-за плохой смазки или перетяжки.

8. Пропуск сальников. Пропуск в сальниках с металлической набивкой обычно происходит вследствие:

а) сработки уплотняющих колец до отсутствия зазора в их стыках, из-за чего не может быть обеспечено плотное прилегание колец к штоку;

б) поломки или соскакивания пружин, прижимающих секции сальников одну к другой;

в) выработки штока;

г) появления рисок, царапин и прочих повреждений на поверхности штока и на поверхности уплотнительных сальниковых колец.

Для обеспечения надежной и длительной работы компрессора необходимо периодически осматривать его узлы и детали и в соответствии с результатами осмотров устанавливать сроки необходимых ремонтных работ. Мелкий ремонт следует производить непосредственно во время осмотра. Порядок планово-предупредительных мероприятий устанавливается применительно к местным условиям, имея в виду, что чем чаще осматривают машины, тем реже будут нужны остановки их.

### **Вопросы для самоконтроля**

1. Область применения компрессорного оборудования в нефтяной промышленности.
2. Принцип действия поршневого компрессора.
3. Условия сжатия газа в поршневых компрессорах. Политропный процесс.
4. Идеальная индикаторная диаграмма цикла поршневого компрессора.
5. Работа на сжатие единицы массы газа в компрессоре.
6. От чего зависит температура в конце процесса сжатия в одной ступени?
7. Производительность поршневых компрессоров.
8. Объемный коэффициент подачи поршневого компрессора.
9. Что такое степень сжатия?
10. Принцип получения высоких давлений в поршневых компрессорах.
11. Многоступенчатые поршневые компрессоры.
12. Индикаторная диаграмма поршневого компрессора.
13. Охлаждение сжимаемого газа между ступенями.
14. Принцип расчета системы охлаждения.
15. Конструкция межступенчатых теплообменников.
16. Определение полезной мощности компрессора.
17. Определение эффективной мощности компрессора, КПД компрессора.
18. Принцип действия винтового компрессора.
19. Чем отличаются винтовые компрессоры «мокрого» и «сухого» сжатия?
20. Классификация поршневых компрессоров.
21. Конструкция клапанов поршневых компрессоров.
22. Что такое дифференциальный поршень?
23. Конструкция уплотнения штоков.
24. Циркуляционная система смазки поршневых компрессоров.
25. Лубрикаторная система смазки компрессора.
26. Принцип действия турбокомпрессора.
27. Что такое помпажная зона центробежного компрессора?
28. Конструкция центробежного компрессорного агрегата.
29. Уплотнения в центробежных компрессорах.
30. Чем образована рабочая камера ротационного компрессора?
31. Регулирование работы поршневого компрессора.
32. Влияние «мертвого» пространства на работу компрессора.
33. Эксплуатация поршневых компрессоров.
34. Эксплуатация винтовых компрессоров.
35. Эксплуатация центробежных компрессоров.
36. Неисправности поршневых компрессоров.

## Тема 4

# Оборудование для эксплуатации скважин

### Вопрос 4. 1 . Конструкция и обозначения обсадных труб

Обсадные трубы выпускаются бесшовными из среднеуглеродистых и низколегированных сталей. Обсадные трубы и муфты к ним изготавливаются следующих размеров (условный диаметр трубы, мм): 114, 127, 140, 146, 168, 178, 194, 219, 245, 299, 324, 340, 351, 377, 406, 426, 473, 508, с толщиной стенки 5,2... 16,5 мм. Длина обсадной трубы может быть в пределах 9,5... 13 м, однако в поставляемой партии труб допускается до 20% труб длиной 8...9,5 и до 10% - длиной 5...8 м. На один конец трубы навинчена и закреплена муфта, резьба другого конца защищена предохранительным кольцом.

На каждой трубе на расстоянии 0,4...0,6 м от конца, свободного от муфты, выбивают клейма: условный диаметр (в мм); номер трубы; группы прочности; длину резьбы («удл»); толщину стенки (в мм); товарный знак завода-изготовителя; месяц и год выпуска. Клеймо «удл» выбивается только на трубах с удлиненной резьбой. Рядом с клеймами вдоль трубы светлой устойчивой краской наносят следующие данные: условный диаметр (в мм); группу прочности стали; толщину стенки (в мм); товарный знак завода-изготовителя труб.

Обсадные трубы соединяются на резьбе, (резьба может быть короткой и удлиненной). В обсадных трубах используется треугольная и трапецидальная резьба. Обсадные трубы с трапецидальной резьбой труб и муфт к ним получили шифр ОТТМ. Трапецидальный профиль резьбы обеспечивает прочное и высокогерметичное соединение.

В трубах ОТТГ прочность достигается трапецидальной резьбой, а герметичность - специальными коническими уплотнительными поверхностями, расположенными со стороны торца труб.

Трубы ТБО идентичны и взаимозаменяемы с трубами ОТТГ. Отличаются они только способом выполнения. Трубы ОТТГ соединяются с помощью муфт, а трубы ТБО безмуфтовые, резьбы у них выполнены по наружной высадке (рис. 4.1).

Прочность обсадных труб, как и всех труб нефтяного сортамента, зависит от марки стали и характеризует группу прочности труб. Группа прочности обозначается буквами Д, К, Е, Л, М, Р и Т. В таблице приведены основные механические свойства материала обсадных труб.

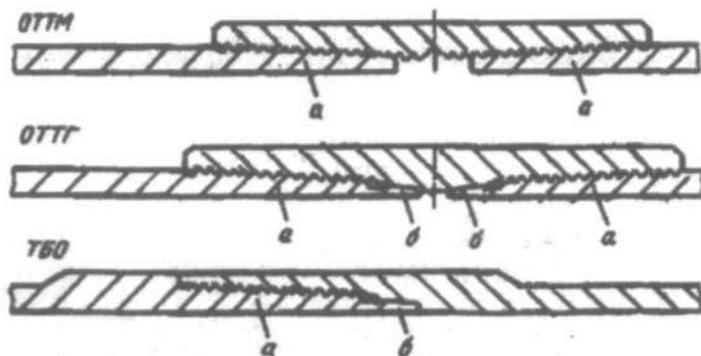


Рис.4.1. Конструкция обсадных труб ОТТМ, ОТТГ, ТБО

Таблица 3

Показатели	Группа прочности стали						
	Д	К	Е	Л	М	Р	Т
Временное сопротивление $\sigma_b$ , МПа	650	700	703	773	879	1019	1125
Предел текучести $\sigma_{1,2}$ , МПа	380	500	565	668	773	949	1055
Относительное удлинение $\delta_{5,10}$ , %	16	12	13	12,3	10,8	9,5	8,5

#### Вопрос 4.2. Назначение и конструкция колонных головок

На устье скважины обсадные колонны обвязываются, т. е. соединяются частью оборудования скважины, называемой колонной головкой.

Колонная головка (рис. 4.2) жестко соединяет в единую систему все обсадные колонны скважины, воспринимает усилия от их веса и передает всю нагрузку кондуктору. Она обеспечивает изоляцию и герметизацию межколонных пространств и одновременно доступ к ним для контроля состояния стволовой части скважины и выполнения необходимых технологических операций. Колонная головка служит пьедесталом для монтажа эксплуатационного оборудования, спущенного в скважину. Во время бурения на ней монтируются пре-венторы противобросового оборудования, демонтируемые после окончания бурения.

Конструктивно колонная головка - это сочетание нескольких связанных между собой элементов - катушек или крестовин, несущих обсадные колонны. Число этих элементов зависит от числа обсадных колонн скважины.

Колонные обвязки устанавливаются на устье скважины последовательно по мере спуска и цементирования обсадных колонн. Они подбираются с учетом максимального пластового давления, ожидаемого при бурении следующего за обсаженным интервала скважины.

Конструкция колонных обвязок позволяет восстанавливать нарушенную герметизацию межколонного кольцевого пространства путем нагнетания специальных паст или самоотвердеющих пластиков.

Условия работы колонной головки достаточно сложны: нагрузка от веса обсадных колонн может превышать в глубоких скважинах несколько сот килоньютонов. Элементы колонной головки воспринимают также давление от среды, контактирующей с ними. При наличии в пластовой жидкости или газе  $H_2S$ ,  $CO_2$  или при сильной минерализации пластовых вод колонная головка подвергается их коррозионному воздействию. В глубоких скважинах при закачке теплоносителей их стволы и колонные головки нагреваются до 150-250 °С, в условиях Севера могут охлаждаться до температур ниже минус 60 °С.

Нарушение надежности колонной головки неизбежно приводит к серьезным авариям, нанесению ущерба окружающей среде, а в отдельных случаях может быть причиной возникновения пожаров, взрывов, несчастных случаев.

Колонные головки, особенно многоколонных скважин, имеют большие массы и вертикальные габариты. Высокая их металлоемкость и большая потребность в них приводят к необходимости расхода на их изготовление больших количеств стали, причем легированной. С увеличением вертикального габарита колонной головки усложняется обслуживание скважины.

Колонная головка для обвязки двух колонн (см. рис. 4.2.) состоит из корпуса 4, навинченного на обсадную трубу 6. Внутренняя поверхность корпуса коническая, и в ней размещены клинья 3, удерживающие внутреннюю колонну обсадных труб 7. На фланце корпуса установлена катушка 1, надетая на трубу и обычно сваренная с ней.

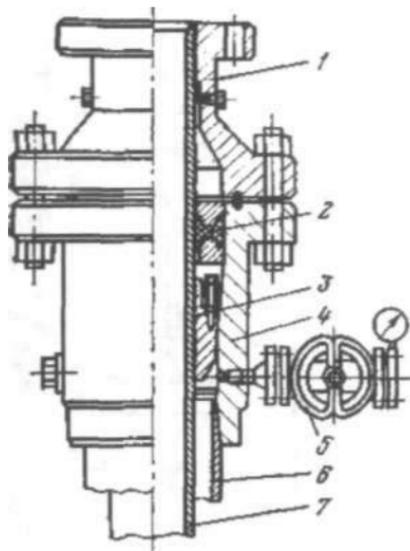


Рис 4.2. Колонная головка

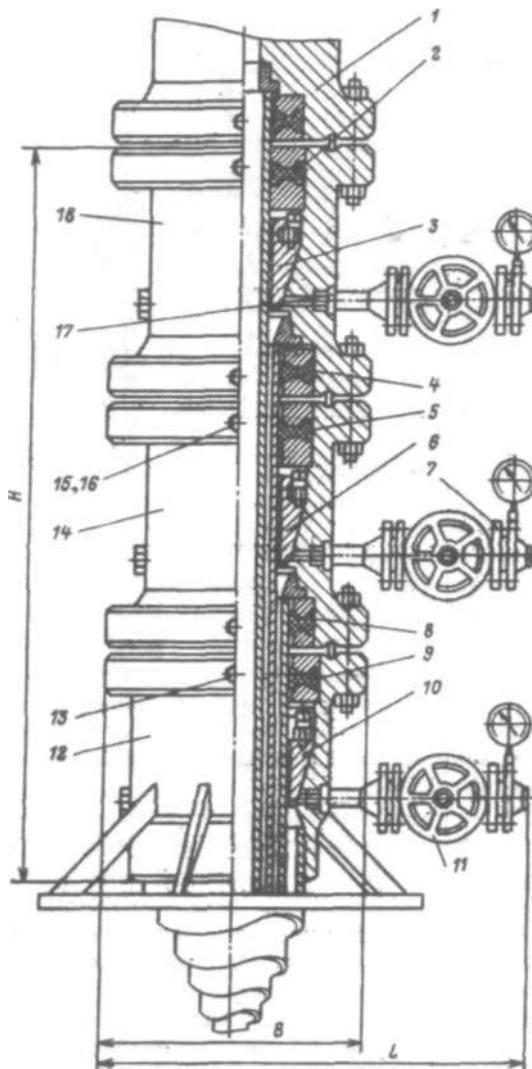


Рис. 4.3. Оборудование обвязки обсадных колонн типа ОКК:  
 1 - крестовина; 2, 4, 5, 8, и 9 - пакеры; 3, 6, и 10- подвески; 7- манифольд нижней (средней) промежуточной колонной головки; 11 - манифольд нижней колонной головки; 12 - нижняя колонная головка; 13, 15 и 16 - нагнетательные клапаны; 14 - промежуточная (средняя) колонная головка; 17 - манифольд промежуточной (верхней) колонной головки; 18 - промежуточная (верхняя) колонная головка

Катушка болтами соединена с корпусом. Межтрубные пространства разобщаются уплотнениями 2. На колонной головке предусмотрена задвижка 5 для обеспечения доступа в затрубное пространство. Вертикальный размер такой колонной головки около 1 м. Масса в зависимости от диаметра обсадных труб до 500...550 кг.

Таковыми головками оборудуются скважины глубиной до 1500...2000 м с давлением до 25 МПа.

Изготавливают колонные головки для оборудования скважин и с большим числом обсадных колонн: трех-, четырех- и пятиколонных. Принципиальные и конструктивные схемы таких колонных головок аналогичны.

Оборудование обвязки обсадных колонн типа ОКК рассчитано на давление 21, 35 и 70 МПа. Оно предназначено для подвешивания двух и более обсадных колонн кондуктора (на резьбе или на сварке), технических и эксплуатационной, а также для герметизации и разобщения межколонных пространств с помощью упругих уплотнений.

Оборудование типа ОКК состоит из отдельных сборочных единиц - колонных головок. Нижняя колонная головка (ГНК), присоединяемая непосредственно к верхнему концу обсадной колонны (кондуктору), выпускается в трех исполнениях.

Колонные головки устанавливают на устье скважины последовательно по мере спуска и цементирования обсадных колонн. Их подбирают с учетом максимального пластового давления, ожидаемого при бурении следующего за обсаженным интервала скважины.

Оборудование типа ОКК (рис. 4.3) состоит из нижней, промежуточной - первой, второй и третьей (верхней) колонн.

Обвязка обсадных колонн осуществляется с помощью клиньевых подвесок и пакеров.

### Вопрос 4.3. Конструкция трубных головок

Трубная головка предназначена для подвески НКТ и герметизации пространств между ними и обсадной эксплуатационной колонной, а также для замера затрубного давления и проведения исследовательских и ремонтных работ в скважине. При оборудовании скважины двумя концентричными колоннами НКТ (двухрядная конструкция подъемника) трубы большего

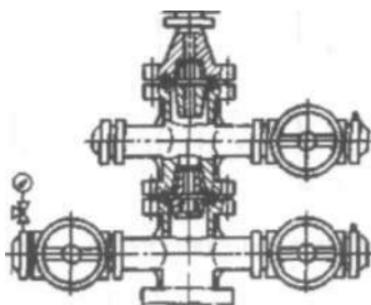


Рис. 4.4. Трубная головка

диаметра подвешиваются на резьбовом соединении нижнего тройника (крестовины), который устанавливается на крестовину, герметизирующую затрубное пространство. Трубы меньшего диаметра подвешиваются на резьбе переводника (стволовой катушки), размещаемом над тройником. При однорядной конструкции подъемника нижний тройник не ставится и трубы, подвешиваемые к нему, не спускаются. Применяется также муфтовая подвеска труб.

#### Вопрос 4.4. Фонтанная арматура

Фонтанная арматура выполняет несколько функций, главные из которых: удержание на весу колонны НКТ, спущенной в скважину, а при двухрядном подъемнике - двух колонн, герметизация затрубных пространств и их взаимная изоляция, обеспечение возможности регулирования режима работы скважины в заданных пределах, непрерывности ее работы и исследования скважины путем измерения параметров ее работы как внутри самой скважины, так и на поверхности.

Отказы, а тем более разрушение фонтанной арматуры приводят не только к нарушению эксплуатации скважины, но и к авариям, открытому фонтанированию.

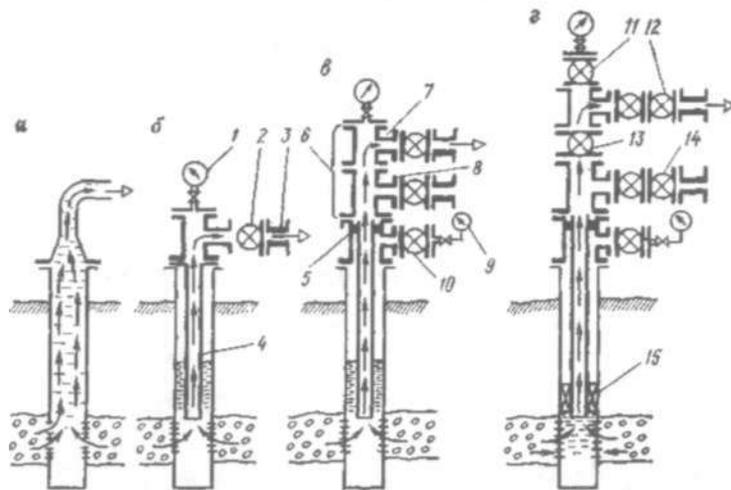


Рис. 4.5. Этапы совершенствования оборудования для эксплуатации скважин фонтанным способом:

- 1 - манометр «буферный»; 2 - задвижка; 3 - штуцер-дроссель;  
 4 - фонтанный подъемник; 5 - трубная головка фонтанной арматуры;  
 6 - слка фонтанной арматуры; 7,8- тройник; 9 - манометр; 10, 11 - задвижка;  
 12, 14 - задвижки-дублеры; 13- задвижка стволовая; 15 - пакер

Создание и серийное производство фонтанной арматуры для скважин больших глубин (5000-7000 м) при аномальных пластовых давлениях и дебитах от нескольких сот до тысяч кубометров в сутки жидкости или миллионов кубометров в сутки газа с большим содержанием абразива и агрессивных компонентов с высокими температурами превращается в задачу большой научной, инженерной и производственной сложности.

Современная фонтанная арматура - результат многолетних работ конструкторов и изготовителей по совершенствованию устьевого оборудования этого вида эксплуатационной скважины (см. рис. 4.5).

Необходимость в фонтанной арматуре возникла в связи с началом применения подъемника и устройств для регулирования расхода (дебита) жидкости или газа фонтанной скважины с помощью дросселей, получивших название штуцеры, а также для контроля давления жидкости или газа в подъемнике на устье (буфере) скважины. Для этого сначала применялась простейшая фонтанная арматура (см. рис. 4.5, б), включающая тройник, запорное устройство, вентиль, манометр, штуцер; запорное устройство использовалось при смене штуцера. Необходимость смены штуцера без остановки скважины привела к появлению арматуры с двумя выкидными линиями - струнами. Эта арматура (см. рис. 4.5, в) состоит из трех тройников и трех запорных устройств и штуцеров, сочетание которых начали называть фонтанной елкой.

Необходимость в контроле давления в межтрубном пространстве в более удобной и надежной системе подвески фонтанного подъемника привела к дополнению фонтанной арматуры узлом 5, состоящим из тройника, запорного устройства, вентиля и манометра, получившего название трубной головки и служащего для удержания колонны подъемных труб. С этого момента фонтанная арматура начала изготавливаться из двух главных частей - елки и трубной головки.

Изнашивание узлов арматуры в скважинах с большими дебитами и высокими давлениями при наличии в пластовой жидкости или газе даже небольших количеств механических примесей привело к необходимости установки дополнительных запорных устройств по стволу арматуры. Необходимость спуска в подъемник работающей скважины измерительных приборов, средств депарафинизации обусловила дополнение елки арматуры лубрикаторм, а для его установки или смены введение еще одного стволового запорного устройства. Такая арматура способствовала дальнейшему увеличению и вертикального ее размера.

Эксплуатация скважин в особо тяжелых условиях вследствие высоких дебитов, давлений, агрессивности сред, высокой температуры, большого количества абразива сделали необходимым наличие

в фонтанной арматуре резервных элементов, прежде всего наиболее часто отказывающих запорных устройств. Фонтанная арматура при этом еще более усложнилась (см. рис. 4.5, г), а ее размеры стали еще большими, что привело к усложнению обслуживания скважины.

Для уменьшения габарита фонтанной арматуры была разработана арматура, построенная не из тройников, а из крестовин, что позволило улучшить ее уравновешенность и упростить обслуживание.

Разработан стандарт, который регламентирует схемы фонтанных арматур, проходные размеры, ряд рабочих и испытательных давлений, исполнения, а также размеры, что позволяет резко сократить номенклатуру и унифицировать элементы арматуры.

ГОСТом предусмотрено соотношение диаметра условного проходного отверстия и давлений (таблица 4):

Таблица 4

Ду, мм	50	65	80	100	150
Р, МПа	35 – 105	7 – 70	21 – 70	21 – 35	21 – 35

Перед освоением в фонтанную скважину спускают насосно-компрессорные трубы, а на колонную головку устанавливают фонтанную арматуру. Для последующей эксплуатации монтируют манифольд и прокладывают выкидную линию.

Фонтанные арматуры изготавливают (ГОСТ 13846-84) по восьми схемам (рис. 4.6) для различных условий эксплуатации. Их классифицируют по конструктивным и прочностным признакам:

- 1) рабочему давлению (7, 14, 21, 35, 70 и 105 МПа);
- 2) схеме исполнения (восемь схем);
- 3) числу спускаемых в скважину труб (один и два концентричных ряда труб);
- 4) конструкции запорных устройств (задвижки и краны);
- 5) размерам проходного сечения по стволу (50... 150 мм) и боковым отводам (50... 100 мм).

Крестовая арматура (рис. 4.7, а) 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 (рис. 4.7, б) для скважин содержащих абразив. Трубная головка, кроме крестовины 1, имеет тройник 2, что позволяет нести два ряда НКТ. На арматуре, рассчитанной на большее давление, на боковых отводах установлено не по одной, а по две

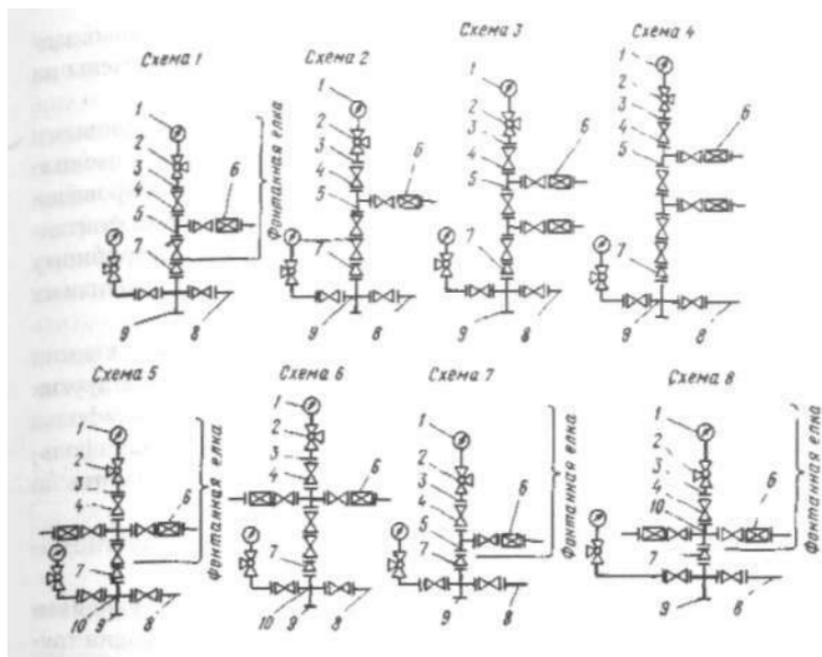


Рис. 4.6. Типовые схемы фонтанных арматур:

- 1 - манометр; 2 - вентиль; 3 - буферный фланец под манометр;  
 4 - запорное устройство; 5 - тройник; 6 - дроссель;  
 7 - переводник трубной головки; 8 - ответный фланец; 9 - трубная головка;  
 10 - крестовина елки

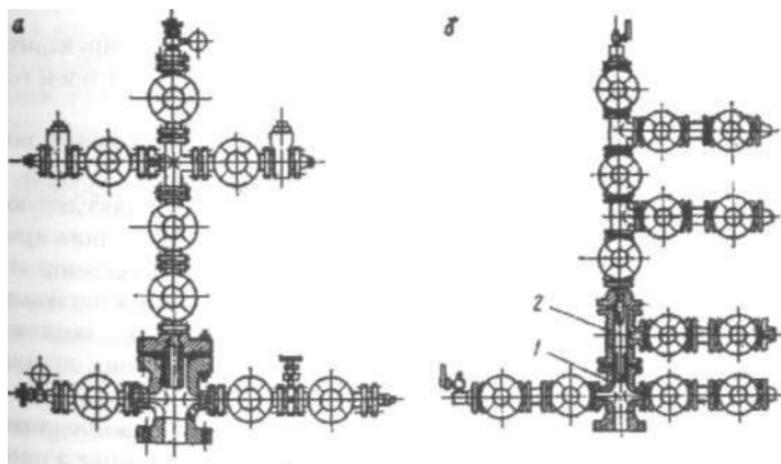


Рис. 4.7. Фонтанная арматура:  
 а - арматура крестовая; б - арматура тройниковая

задвижки. Это обусловлено большей надежностью примененных задвижек при одновременном обеспечении возможности их смены на работающей скважине, т.е. без ее остановки.

Фонтанная арматура скважины соединяется с промышленными коммуникациями сбора пластовой жидкости или газа с помощью манифольда, который представляет собой сочетание трубопроводов и запорных устройств, а иногда и клапанов, обвязывающих фонтанную арматуру. Манифольд служит для подключения к трубному и затрубному пространствам агрегатов для проведения различных операций при пуске и эксплуатации скважины.

Манифольды фонтанной арматуры обычных нефтяных скважин состоят из нескольких задвижек, крестовиков, тройников, и других элементов. На более ответственных нефтяных скважинах манифольд состоит из большего числа элементов. Еще более сложны манифольды для высокодебитных газовых скважин, которые выполняются по следующим схемам:

Схема 1. Для мало- и среднедебитных скважин, эксплуатирующихся по одному отводу фонтанной елки.

Схема 2. Для высокодебитных скважин, эксплуатирующихся только по подъемной колонне труб по двум отводам елки в один трубопровод.

Схема 3. Для скважин с низкими пластовыми давлениями, допускающих отбор газа из затрубного пространства по одному отводу трубной головки в один трубопровод.

Схема 4. Для двухобъектных газовых скважин, эксплуатирующихся по одному отводу фонтанной елки и одному отводу трубной головки в два шлейфа.

Схема 5. Для двухобъектных газовых скважин, эксплуатирующихся по одному отводу фонтанной елки и одному отводу трубной головки в два шлейфа.

Схема манифольда фонтанной арматуры газовой скважины показана на рис. 4.8, а.

В фонтанной арматуре 1 за катушкой 2 и угловыми регулирующими штуцерами 3 и 4 обе рабочие струны и струны затрубного пространства обвязываются манифольдом с задвижками, крестовиками, тройниками, катушками, КИП, предохранительными клапанами и продувочно-задавочной линией, состоящей из линий 5 для подключения агрегатов, сбора глинистого раствора 6, подключения сепаратора 7, штуцеров 8, ДИКТа 9 и факельной линии 10.

Манифольд обеспечивает возможность подачи в скважину ингибитора, глушения с помощью продувочно-задавочной линии и продувки скважины по трубному и затрубному пространствам; проведения газодинамических исследований; подключения насосных агре-

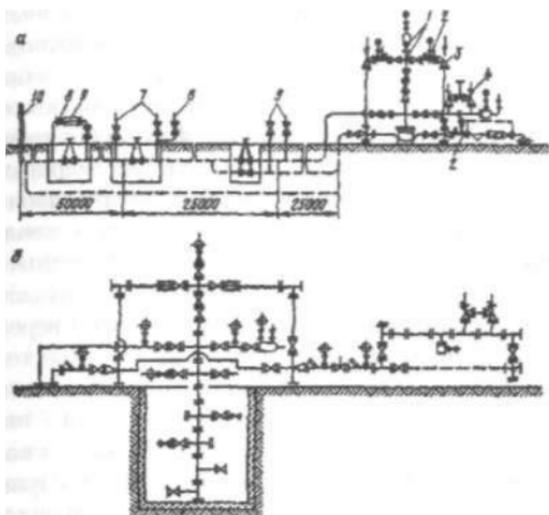


Рис. 4.8. Манифольд фонтанной арматуры:

а - манифольд газовой скважины; б - манифольд нефтяной скважины

готов на достаточном расстоянии от устья; безопасного сжигания газа и конденсата в факеле; сбора глинистого раствора и других рабочих жидкостей при освоении, глушении и интенсификации притока жидкости к забою

В манифольдах фонтанной арматуры ответственных газовых скважин применяются клапаны-отсекатели, отключающие скважину при понижении и повышении давления по сравнению с заданным. Схема манифольда фонтанной скважины показана на рис. 4.8, б. Арматура и манифольд газлифтных и нагнетательных скважин собираются из элементов, часть которых составляет арматуру и манифольд фонтанных скважин.

#### **Вопрос 4.5. 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.

Аналогичные запорные устройства используются в арматуре газлифтных и нагнетательных скважин.

Запорные устройства - задвижки и краны применяемых в фонтанной арматуре типов широко используются в оборудовании почти для всех технологических процессов и операций при добыче нефти и газа, а в несколько измененном виде и при бурении скважин. В частности, они используются в противовыбросовом оборудовании, в манифольде буровых насосов, в оборудовании для гидроразрыва пласта, для кислотной обработки и вообще во всех промывочных 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.

**Клиновая задвижка** (рис. 4.9) наиболее простая, но имеет существенные недостатки: в открытом положении клин 7 поднят выше проходного отверстия, и уплотняющие поверхности клина и кольца в корпусе практически омываются потоком смеси, идущей из скважины. При этом идет коррозия и эрозия мест уплотнения. Открытая полость задвижки представляет собой местное сопротивление с расширением. Здесь образуются вихри и создаются условия для выпадения солей и механических примесей.

**Прямоточная задвижка** (рис. 4.10) в закрытом и открытом состоянии (в последнем состоянии отверстие устанавливается по оси канала корпуса) имеет уплотняющие поверхности закрытыми. Две половинки плашки 10 разжимаются пружинами и прижимаются к корпусу. Канал не изменяет своего диаметра. Задвижка заполнена густым маслом, а полости 7 - смазкой, которая поступает к местам уплотнения плашек под давлением среды, передаваемым через поршни 6.

**Пробковый кран** (рис. 4.11) состоит из корпуса 1, конической пробки 2, крышки 3, через которую проходит регулировочный винт 4, позволяющий регулировать рабочий зазор между ушготнительными поверхностями корпуса пробки.

Уплотнение регулировочного винта осуществляется манжетами 5, поджатие которых производится грундбуксой. Управление краном осуществляется путем поворота пробки 2 (через шпindel 7 и кулачковую муфту 6) рукояткой 8 до ее упора (рукоятки) в выступы горловины корпуса.

Для поворота пробки крана рукоятку при необходимости наращивают рукояткой 406 - ЗИП - 4, поставляемой с арматурой. Шпindel уплотняется манжетами, которые поджимаются грундбуксой.

Для отжатия заклиненной пробки и подачи смазки в шпинделе 7 крана предусмотрено устройство, состоящее из толкателя 9 и втулки (уплотняемой двумя кольцами из маслобензостойкой резины) с смонтированным в нее обратным клапаном 10. Отжатие заклиненной проб-

ки осуществляется вращением толкателя. Осевое усилие на пробку передается через втулку. Кран работает только со смазкой.

Смазка выполняет следующие функции: обеспечивает герметичность затвора крана; облегчает поворот пробки, создавая постоянную прослойку между уплотнительными поверхностями корпуса и пробки; предохраняет уплотнительные поверхности от коррозии и износа; предохраняет кран от заедания и заклинивания. С целью повышения коррозионной стойкости пробка крана подвергается сульфатированию.

Кран смазывается через 40-50 циклов работы смазкой ЛЗ-162 или через 150-180 циклов смазкой «Арматол-238».

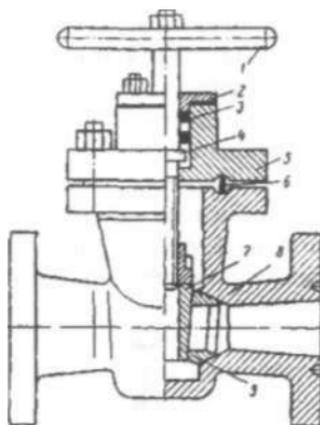


Рис. 4.9. Клиновая задвижка:  
1 - маховик; 2 - крышка манжеты;  
3 - манжета; 4 - шпindel и его бурт осевой опоры; 5 - крышка задвижки; 6 - прокладка; 7 - клин;  
8 - корпус; 9 - кольцо

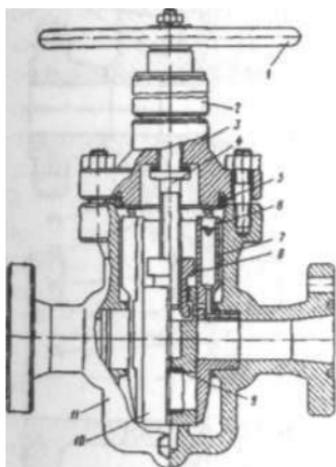


Рис. 4.10. Прямоточная задвижка:  
- маховик; 2 - корпус подшипника;  
-> - крышка задвижки; 4 - шпindel;  
5 - прокладка; 6 - поршень;  
7 - щека корпуса; 8 - гайка плашек;  
9 - втулка; 10 - плашка; 11 - корпус

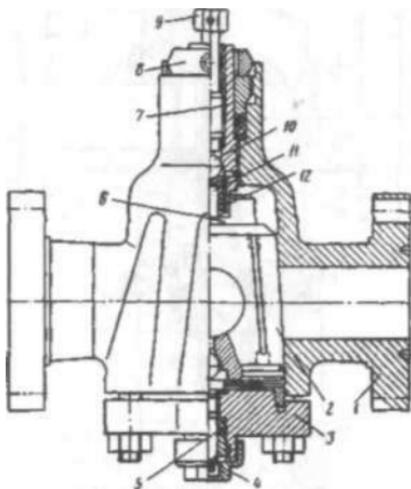


Рис. 4.11. Пробковый кран:  
1 - корпус; 2 - конус; 3 - крышка;  
4 - регулирующий винт; 5 - манжеты;  
6 - кулачковая муфта для проворота конуса шпindelем; 7 - шпindel; 8 - рукоятка;  
9 - нажимной болт для подачи смазки;  
10 - обратный клапан;  
11 и 12 - ограничитель и пружина клапана

Прямоточные задвижки типа ЗМС1 с принудительной подачей смазки с ручным управлением с условным проходом 65,80,100 и 150 мм, рассчитанные на давление 21 и 35 МПа, состоят из корпуса, седла входного, шпинделя, маховика, гайки ходовой, крышки подшипников, гайки нажимной, кольца нажимного, манжет, крышки, пружин тарельчатых, клапана нагнетательного, седла выходного, шибера. Герметичность затвора обеспечивается созданием необходимого удельного давления на уплотняющих поверхностях шибера и седел. Предварительное удельное давление создается тарельчатыми пружинами.

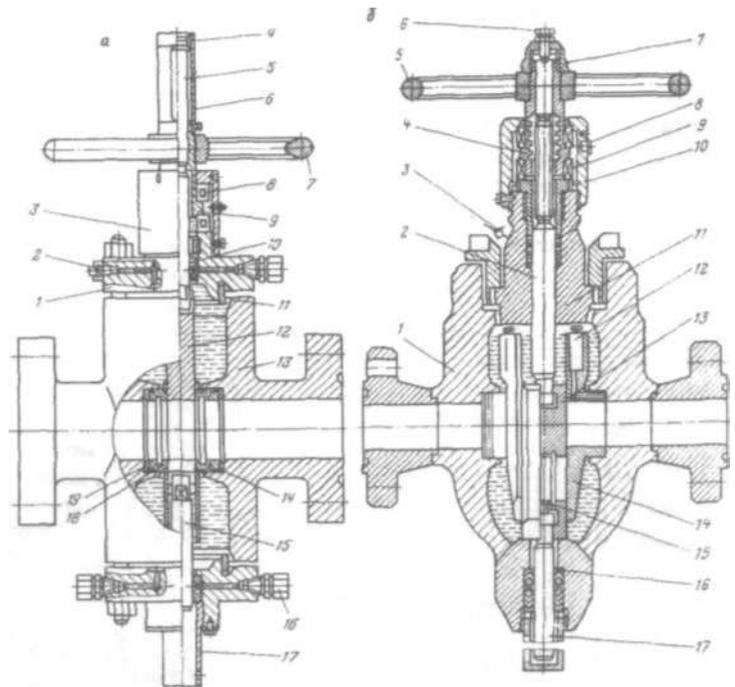


Рис. 4.12. Прямоточные задвижки типов ЗМС1 (а) и ЗМАД (б) с ручным управлением:

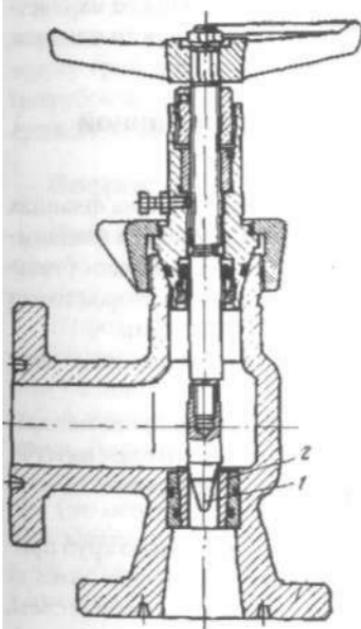
- а: 1 - крышка; 2 - разрядная пробка; 3 - крышка подшипника; 4 - регулировочная шайба; 5 - шпиндель; 6 - верхний кожух; 7 - маховик 8 - упорный шарикоподшипник; 9 - ходовая гайка; 10 - узел сальника; 11 - прокладка; 12 - шибер; 13 - корпус; 14 - выходное седло; 15 - шток; 16 - нагнетательный клапан; 17 - нижний кожух; 18 - входное седло; 19 - тарельчатая пружина; б: 1 - корпус; 2 - шпиндель; 3 - обратный клапан для смазки узла сальника; 4 - ходовая гайка; 5 - маховик; 6 - винт; 7 - кожух; 8 - масленка; 9 - упорный шариковый подшипник; 10 - крышка подшипников; 11 - корпус сальника; 12 - поршень; 13 - плашка; 14 - направляющие щеки; 15 - фторопластовая втулка; 16 - манжеты; 17 - уравновешивающий шток

В настоящее время вместо задвижек ЗМС1 (см. рис. 4.12, *а*) выпускаются модернизированные задвижки типа ЗМ и ЗМС.

Прямоточная задвижка типа ЗМАД, рассчитанная на давление 70 МПа, с автоматической подачей смазки и ручным управлением (рис.4.12, *б*) состоит из корпуса, двух седел (щеки), шибера, выполненного в виде двух плашек, шпинделя, уравнивающего штока, корпуса сальника, ходовой гайки с трапецеидальной резьбой, упорных подшипников, крышки подшипника, маховика, кожуха.

Особенность задвижки - наличие системы автоматической подачи смазки в затвор, состоящий из полости, поршеньков, системы каналов, которые связывают полость с кольцевой канавкой на уплотнительной поверхности щеки и обратными клапанами, расположенными снаружи корпуса и предназначенными для периодического (через каждые 10...15 циклов работы задвижки) нагнетания смазки в полость.

**Регулируемые штуцеры** (рис. 4.13) позволяют бесступенчато регулировать давление на выкиде фонтанной скважины за счет осевого перемещения шпинделя штуцера с насадкой, входящей в гнездо.



я 4.13. Регулируемый штуцер  
1 - сменная насадка; 2- втулка

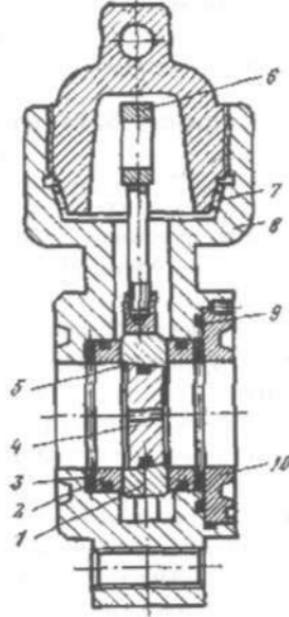


Рис. 4.14. Быстрозамкнутый штуцер:  
1- обойма; 2,9 - уплотнительные кольца; 3- пружина; 4 - дроссель; 5 - уплотнение дросселя; 6 - винт; 7 - проточка; 8 - корпус; 10 - кольцо

Из-за переменного профиля насадки площадь кольцевого отверстия между гнездом и насадкой при перемещении шпинделя меняется в пределах от 3 до 35 мм, что и позволяет регулировать расход жидкости или газа. Штуцер рассчитан на рабочее давление до 70 МПа. Масса штуцера около 80 кг.

Для облегчения управления штуцерами и для возможности телеуправления они оснащаются приводом.

При агрессивных средах и больших расходах жидкости или газа насадка шпинделя и гнездо штуцера быстро изнашиваются. Для повышения износостойкости этих деталей они изготавливаются из специальных композитных материалов. Однако и это не исключает необходимости в частых сменах регулируемого штуцера. Поэтому в подобных условиях применяются сменные, втулочные штуцеры с разными диаметрами отверстий, которые при износе поверхности отверстия снимаются с фонтанной арматуры и заменяются новыми.

Смена обычного втулочного штуцера трудоемка и длительна. Для облегчения и ускорения этой операции применяются быстросменные штуцеры (рис. 4.14). За счет использования сменных втулок с отверстиями диаметром 5, 8, 10, 15, 20, 25, 30 мм и возможности их быстрой смены можно ступенчато регулировать расход жидкости или газа. Штуцер рассчитан на рабочее давление 70 МПа.

#### **Вопрос 4.6. Монтаж и демонтаж фонтанной арматуры**

Фонтанная арматура представляет собой соединение на фланцах различных тройников, крестовиков и запорных устройств (задвижки или краны). Между фланцами для уплотнения укладывают стальное кольцо из специальной малоуглеродистой стали, которое имеет овальное сечение. Фланцевые соединения крепят болтами.

Колонну насосно-компрессорных труб спускают с помощью двух элеваторов.

При свинчивании и развинчивании труб вручную широко используют элеваторы конструкции Халатяна. Элеваторы надевают на муфту трубы и подвешивают к крюку штропами. Перед свинчиванием резьбу труб смазывают.

Для облегчения и ускорения операций по свинчиванию труб применяют комплекс механизмов АПР. В этот комплекс входят автомат с электроприводом, снабженный реверсивным переключателем, и инструменты новой конструкции (элеватор, трубные ключи и др.).

При работе с комплексом АПР используют один элеватор ЭГ, постоянно подвешенный на крюке, что значительно облегчает работу. Перед спуском колонны труб автомат АПР центрируют, закрепляют

на колонном фланце, и в него вставляют клиновую подвеску. Указанный автомат не приспособлен для работы в скважинах, оборудованных погружными электроцентробежными насосами. Заключительные операции при спуске колонны труб зависят от способа подвески труб на устье.

При подвеске труб на резьбе воздушного тройника необходимо:

- присоединить подъемный патрубок к центральной задвижке или переводной катушке;

- поднять с пола воздушный тройник с переводной катушкой или центральной задвижкой и навинтить на колонну труб, а затем посадить их на крестовик трубной головки;

- соединить воздушную линию с задвижкой воздушного тройника;

- отсоединить подъемный патрубок, снять и опустить на мостки;

- зацепить елку арматуры канатным стропом, поднять и установить на центральную задвижку или переводную катушку;

- соединить елку арматуры болтами с центральной задвижкой или переводной катушкой;

- соединить выкиды арматуры.

При подвеске труб на фланце-планшайбе к ней присоединяют подъемный патрубок. Поднимая планшайбу, ее навинчивают на колонну труб и ставят на крестовик. Затем отсоединяют подъемный патрубок и устанавливают елку арматуры вместе с переводной катушкой на крестовик

#### **Вопрос 4.7. Эксплуатация фонтанной арматуры**

Фонтанную арматуру можно монтировать на устье скважины автомобильными кранами, а также при помощи талевого механизма, лебедки или подъемника.

В процессе эксплуатации арматуры с прямоточными задвижками требуется через 2...3 месяца смазывать подшипники шпинделя жиром солидолом Ж (предыдущее обозначение УС). Он представляет собой мягкую маслянистую мазь от светло- до темно-коричневого цвета. Дисперсионной средой являются индустриальные масла, загустителем - гидратированные кальциевые мыла естественных жиров (не менее 11%), а добавкой - вода (до 3%). Необходимо также через штуцер в днище корпуса задвижки в соответствии с инструкцией набивать в корпус задвижки уплотнительную смазку Л 3-162 или «Арматол-238».

#### **Вопрос 4.8. Ремонт фонтанной арматуры**

Фонтанная арматура подвергается истирающему действию песка, выносимого вместе с нефтью, газом и водой. Наибольшее истирание

происходит в тройниках фонтанной елки в запорных устройствах. Отдельные изношенные задвижки меняют непосредственно на устье скважины. Фонтанная арматура целиком должна подвергаться периодической ревизии независимо от того, наблюдались ли неисправности в процессе эксплуатации или она работала надежно. Ревизию и ремонт арматуры производят в мастерских, разбирая ее на отдельные узлы и детали. Разборка фланцевой арматуры не представляет трудностей, так как болты, скрепляющие фланцы, отвинчиваются сравнительно легко. Болты с забитыми резьбами могут быть срезаны. Затруднения вызывает разборка резьбовой арматуры. Отвинчивают ее либо вручную двумя цепными ключами, либо с помощью лебедки, оцинкованный канат которой крепят к плечу шарнирного ключа, применяемого для бурильных труб. Канат проходит через направляющий ролик, фонтанную елку не кладут на подставки, а крепят болтами фланцы крышек резьбовых задвижек к фланцу упора. Упор состоит из крестовика, навинченного на муфту трубы, которая прочно заделана в бетонном основании с таким расчетом, чтобы верхний фланец крестовика находился на высоте 0,7 м от пола. Отверстия в верхнем фланце просверлены таким образом, что позволяют крепить арматуру разных типоразмеров. Боковые отводы крестовика служат поддержкой для ремонтируемых задвижек, которые привинчивают к отводам при помощи коротких патрубков. После разборки фонтанную елку моют и осматривают отдельные детали. Детали с трещинами, промывами и с сильно утонченными в результате эрозии стенками выбраковывают.

Наиболее сложные детали для ремонта - задвижки. Прежде всего проверяют легкость их открывания и закрывания. Затем разбирают крышку, извлекают маховик вместе со штоком (шпинделем) и запорным органом, клином, плашками, клапаном или пробкой и проверяют состояние уплотняющих поверхностей. Многие задвижки на протяжении всего межремонтного периода находятся в одном и том же положении (открыты или закрыты). При работе таких задвижек без утечек достаточно визуального осмотра деталей перед сборкой и замены сальников. Если на уплотнительных поверхностях имеются изношенные участки, их шлифуют. Износ глубиной до 0,1 мм ликвидируют притиркой, которую производят с помощью паст. Различают грубую, среднюю и тонкую пасты. Тонкой пастой завершают притирку. Качество притирки определяют испытанием «на краску». Износ дефектных задвижек устанавливают обмером и восстанавливают наплавкой с последующей механической обработкой для получения первоначальных размеров и чистоты поверхности. Так ремонтируют запорное устройство и корпус.

Уплотняющие поверхности перед сборкой притирают. Часто запорные устройства бывают изношены настолько, что их заменяют

новыми. Шпиндели контролируют на прямолинейность и годность резьбы. Резьба должна быть полной, чистой и не забитой. Если верхний конец - квадрат - свернут, необходимо запилить новый. Отремонтированные и частично вновь изготовленные детали после пригонки отдельных узлов собирают в порядке, обратном разборке. Собранную задвижку подвергают гидравлическому испытанию на пробное давление, равное удвоенному рабочему давлению. Пробное давление создают ручным прессом.

Фонтанную елку собирают на стенде, который использовали при разборке. Резьбы перед свинчиванием покрывают графитной смазкой. Особое внимание следует уделять сборке уплотняющих колец и прокладок. После сборки фонтанную арматуру шаблонируют и опрессовывают удвоенным рабочим давлением в течение 30 мин, проверяя герметичность всех соединений. Запотевание и утечки не допускаются. Опрессовочной жидкостью является водный раствор ингибиторов коррозии, например 0,5 %-ный раствор хромпика. Фонтанную елку, прошедшую испытание, продувают сжатым воздухом для удаления влаги, окрашивают ее наружную поверхность эмалью после грунтовки и консервируют консистентной смазкой.

#### **Вопрос 4.9. Принцип работы газлифтного подъемника**

В том случае, когда для фонтанирования недостаточно пластовой энергии и энергии нефтяного газа, в скважину подают газ (или воздух) от компрессорной станции или из газовых скважин. Энергия подаваемого газа обеспечивает подъем жидкости на поверхность. Этот способ добычи нефти называется компрессорным.

Компрессорный способ добычи пока мало распространен, хотя оборудование скважин при этом методе приближается по простоте конструкций к оборудованию фонтанирующих скважин. Последние имеют наиболее простое оборудование, не сравнимое со сложными скважинными насосными установками. Простота оборудования скважин, повышение эффективности компрессорного способа добычи нефти с увеличением глубины, с которой поднимается жидкость, расширяют область применения компрессорной эксплуатации нефтяных месторождений. Распространению этого метода подъема жидкости способствует применение нефтяного газа большого давления или газа из газонасыщенных пластов. Последний способ называется бескомпрессорным газлифтом. В этом случае остается необходимость подготовки газа, отделения конденсата, но исключается применение компрессорных станций, значительно упрощается поверхностное оборудование, и затраты на обустройство месторождения приближаются к затратам при фонтанировании скважин.

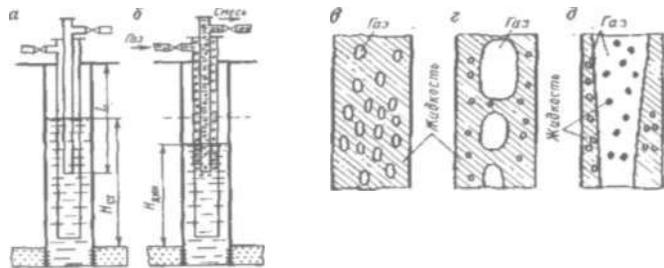


Рис. 4.15. Подъем жидкости газом при газлифтном способе эксплуатации

Для подъема жидкости из скважины газлифтным способом в скважину опускается одна или две колонны насосно-компрессорных труб (рис.4.15). Внутренняя, подъемная колонна труб опущена на глубину  $L$ . До подачи газа уровень жидкости в скважине и трубах одинаковый, он называется статическим уровнем  $H_m$  (рис. 4.15, а). Подаваемый в межтрубное пространство газ отжимает жидкость до низа подъемной колонны и проходит в нее, увлекая за собой жидкость. Смесь газа с жидкостью достигает поверхности и в результате ее отбора статический уровень  $H_m$  в скважине снижается до динамического  $H_{дин}$ , и с . 4.15, б). Структура потока смеси в подъемной колонне может быть: пузырьковой (рис. 4.15, в) - в нижней части колонны, пробковой (рис. 4.15, г)-в верхней части колонны и дисперсионно-кольцевой (рис. 4.15, э) - в верхней части колонны при избытке газа.

#### Вопрос 4.10. Компрессорное оборудование при газлифте

Газ, получаемый от компрессорной станции, при газлифтной эксплуатации направляется по двум или трем трубопроводам, в которых его давление различно, через газораспределительную будку к отдельным скважинам.

В газораспределительной будке размещено обычно от четырех до восьми секций распределительных батарей, каждая из которых направляет рабочий агент к четырем скважинам. К секции батарей рабочий агент подводится по двум, трем или четырем трубопроводам. При трех подводящих трубопроводах один - пусковой, а два - рабочих (на пониженное и повышенное давления). Такое разделение обусловлено различием параметров рабочего агента, требуемого при пуске скважины (высокое давление и относительно малый расход) и при работе (значительный расход и различное давление), а также различием характеристик скважин и требуемых для них параметров рабо-

чего агента. Пусковая линия обычно имеет меньший диаметр (63 мм), а рабочие - большой (100...150 мм). На всех подводящих линиях трубопроводов установлены манометры. Определенная подводящая линия подключается к скважине при помощи вентиляей.

Газораспределительная будка при рабочем агенте - газе, должна быть построена из огнестойкого материала, иметь хорошую вентиляцию.

Выпускается также блочная установка для газлифтной эксплуатации под шифром «Газлифт». Она рассчитана на давление 16 МПа, число подключаемых скважин - 8, с общей пропускной способностью по газу 24...640 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Эта установка позволяет распределять газ по скважинам, осуществлять ручное регулирование расхода и регистрацию параметров газа. Установка имеет блоки технологического и щитового помещений. Помещения крытые, их площади 8м x 3м и 3м x 2м и массы - 9700 и 2000 кг.

Большое значение имеет очистка рабочего агента от влаги для предотвращения ее замерзания при транспортировке агента по промыслу. Для этого на линиях, обычно у компрессорной станции и газораспределительных будок, устанавливают влагоотделители и нагреватели. Влагоотделитель устанавливается в наиболее низком месте трубопровода. Это обычно небольшая емкость, к верхней части которой подсоединен трубопровод рабочего агента. Нижняя часть емкости, где скапливается влага, периодически соединяется с атмосферой, и влага выжимается давлением рабочего агента (емкость продувается).

Влага, оставшаяся в системе, в зимнее время может замерзнуть в регулирующей аппаратуре, в трубопроводе, поэтому рекомендуется обогревать наиболее опасные места трубопроводов. Для обогрева применяются огневые нагреватели (там, где это допустимо по условиям безопасности) и электрообогреватели.

Электрообогреватели встраиваются в трубопровод. Основная труба электрообогревателя покрыта асбестом, а на него уложена обмотка обогрева. Обмотка покрыта вторым слоем асбеста. На эту сборку надет кожух с теплоизоляцией. Электроэнергия подается в нагреватель обычно через автомат, периодически включающий и выключающий ток. Режим работы нагревателя устанавливается в зависимости от окружающей температуры воздуха, теплоизоляции труб и т. д.

#### **Вопрос 4. 1 1 . Схема работы бескомпрессорного газлифта**

При бескомпрессорном газлифте используют энергию газа большого давления, поступающего из газовых месторождений. Применение бескомпрессорного газлифта рационально при наличии газовых

месторождений вблизи нефтяных или при добыче газа высокого давления на самих нефтяных месторождениях. После подъема жидкости газ имеет значительно меньшее давление, насыщен парами жидкости, поэтому использование его несколько ограничивается. В то же время схема бескомпрессорного газлифта позволяет без больших капиталовложений и без сложных компрессоров и компрессорных станций поднимать из скважин жидкость наиболее простым методом. Поэтому этот метод на некоторых нефтяных месторождениях нашел применение.

На рис. 4.16 показана технологическая схема бескомпрессорного газлифта, применяемая в объединении Краснодарнефтегаз.

Газ из скважин / под большим давлением (15...20 МПа) поступает на пункт очистки (осушки 2), где он проходит через гидроциклонные сепараторы и конденсатосборники. После пункта очистки газ поступает в беспламенный подогреватель 3 для подогрева до 80...90 °С, а затем в газораспределительную батарею 4. Подогрев газа является эффективным средством борьбы с гидратообразованием при транспортировании и редуцировании газа. От батареи газ направляется через регулировочные штуцеры 5 в добывающие нефтяные скважины 6. После подъема жидкости газ поступает в газосепараторы первой 7 и второй 8 ступеней, откуда направляется в топливные линии и на газобензиновый завод. Жидкость из газосепараторов направляют в емкость 9.

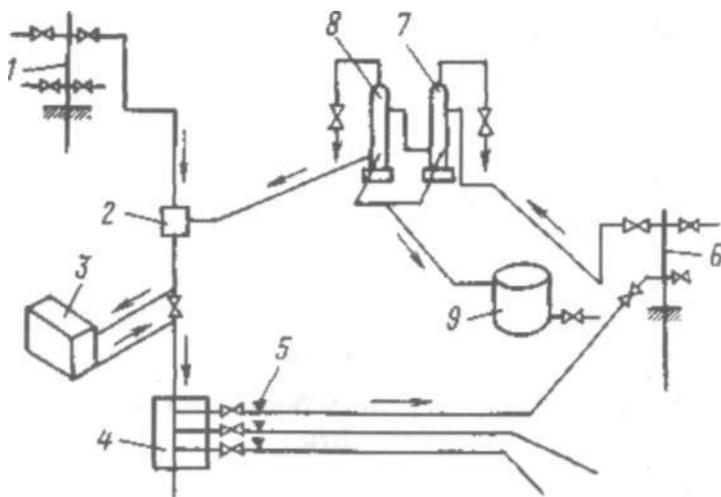


Рис 4.16. Бескомпрессорная газлифтная установка

## Вопрос 4.12. Внутрискважинное оборудование при газлифте

При компрессорном газлифте, также как и бескомпрессорном для пуска скважины в работу требуется значительно большее давление, чем в процессе работы. Для снижения пускового давления в скважине на подъемной колонне устанавливают пусковые клапаны. При их установке происходит ввод газа в подъемную колонну, сначала в верхнюю часть колонны от уровня установки первого пускового клапана, потом от второго и т. д., пока весь столб поднимаемой смеси не будет газирован (рис. 4.17, *a...e*).

Все многообразие глубинных клапанов можно классифицировать по следующим признакам:

1. По назначению:
  - 1.1. Пусковые
  - 1.2. Рабочие
  - 1.3. Концевые
2. По конструкции:
  - 2.1. Пружинные
  - 2.2. Силбфонные
  - 2.3. Комбинированные

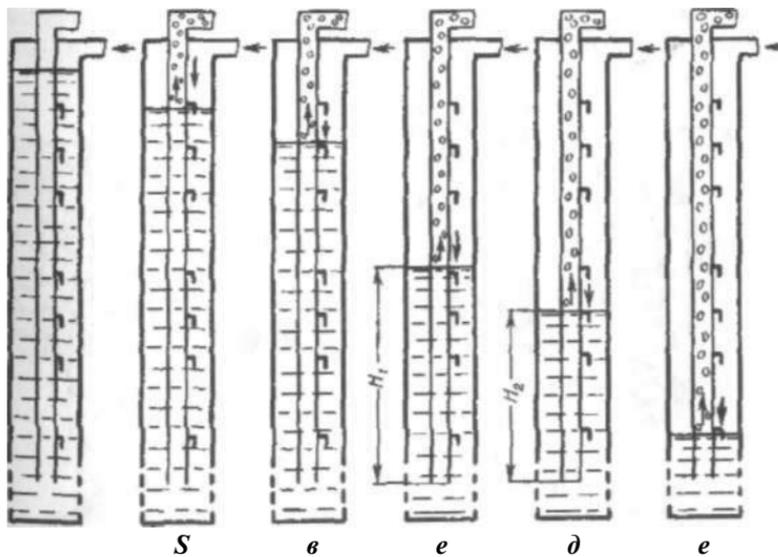


Рис. 4.17. Схема работы пускового клапана

3. По характеру работы:
  - 3.1. Нормально открытые
  - 3.2. Нормально закрытые
4. По давлению срабатывания
  - 4.1. От давления в затрубном пространстве
  - 4.2. От давления в НКТ (подъемнике)

По принципу действия клапаны являются дифференциальными.

Принципиальные схемы пусковых клапанов показаны на рис. 4.18 (а, б, в, г). При подаче газа в затрубное пространство жидкость из последнего выжимается в насосно-компрессорные трубы через отверстия в nipple. На поверхности устанавливается необходимая площадь проходного сечения отверстий с помощью перекрытия их регулировочным кольцом. После того как к пусковому клапану подойдет газ, он начнет поступать в насосно-компрессорные трубы, (НКТ), смешается с жидкостью и поднимет ее до устья. Часть жидкости будет отведена через устьевое оборудование. Оставшаяся в скважине смесь жидкости с газом будет создавать уже меньший напор у пускового клапана.

Газ сможет продолжать отжимать уровень жидкости в затрубном пространстве. Давление газа в затрубье будет снова повышаться. У клапана 2 возникнет определенная разность давления - снизу большее давление газа в затрубье, сверху меньшее давление смеси в НКТ. Тогда клапан 2 поднимется, сжимая пружину 6, перекроет отверстия в nipple и закроет доступ газа в насосно-компрессорные трубы.

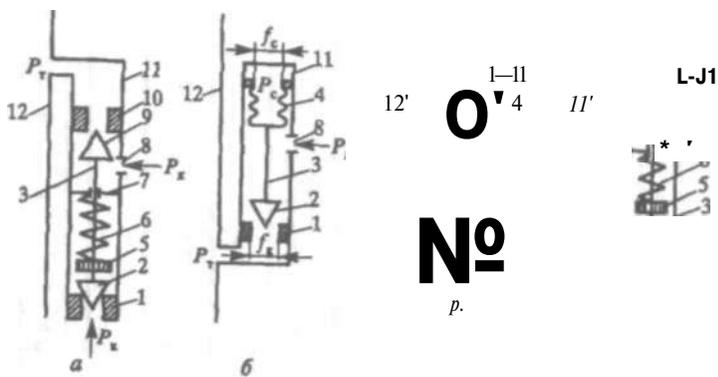


Рис. 4.18. Принципиальные схемы глубинных клапанов:  
 а - пружинный; б - сифонный, срабатывающий от давления в затрубном пространстве  $P_x$ ; в - сифонный, срабатывающий от давления в трубах  $P_1$ , (подъемнике); г - комбинированный; 1 - нижнее седло клапана; 2 - нижний клапан; 3 - шток клапана; 4 - сифонная камера; 5 - регулировочная гайка; 6 - пружина; 7 - упор пружины; 8 - отверстие в корпусе клапана; 9 - верхний клапан; 10 - верхнее седло клапана; 11 - корпус клапана; 12 - стенка НКТ

Усилие пружины, действующее на клапан 2, можно изменять с помощью регулировочной гайки 5. Пружина пускового клапана защищена кожухом.

Расстояние между пусковыми клапанами должно быть такое, чтобы при закрытии верхнего клапана жидкость в затрубье была отжата газом до пускового клапана, находящегося ниже первого. При этом газ начинает поступать в нижний клапан, и столб жидкости в насосно-компрессорных трубах уменьшает свой вес. Далее продолжается отжатие жидкости в затрубном пространстве, в полости ниже второго пускового клапана.

Клапаны устанавливаются на внешней поверхности труб, и для смены или регулировки их необходим подъем всей колонны. Это неудобство устраняется новым методом установки газлифтных клапанов (рис. 4.19), когда клапан 5 спускается внутрь подъемной колонны 1, доводится до кармана 4 скважинной камеры 2 и устанавливается в нем с помощью кулачкового фиксатора 3. В скважинное газлифтное оборудование входят также пакер 6 и приемный клапан 7. Клапаны могут спускаться на проволоке или сбрасываться в трубы. Подъем таких клапанов возможен без подъема колонны насосно-компрессорных труб и производится с помощью специальных съемников, спускаемых во внутреннюю полость подъемной колонны.

Скважинное газлифтное оборудование такого типа, предназначенное для эксплуатационной колонны диаметром 168 и 146 мм, имеет шифры: Л-73А-210, Л-73Б-210, Л-60А-210, Л-60Б-210, где числа 73 и 60 - условный диаметр подъемных труб, мм; 210 - рабочее давление, 10-1 МПа.

Оборудование комплектуется от 1 до 9 пусковыми газлифтными клапанами и одним рабочим клапаном и, соответственно 2... 10 скважинными камерами, 2...10 кулачковыми фиксаторами ФК (не входят в комплект оборудования типов Л-73Б-210 и Л-60Б-210), пакером ПН-ЯГМ, приемным клапаном, переводниками.

Газлифтные клапаны на рабочее давление 21 МПа имеют шифры: Г-38, Г-38Р, Г-38-70Д, Г-25, Г-25Р, 1Г-25, 1Г-25Р, Г-20, Г-20Р, где 38, 25, 20 - условный диаметр клапана, мм; Р - рабочий клапан (остальные - пусковые); Д - камера клапана заполнена демпфирующей жидкостью.

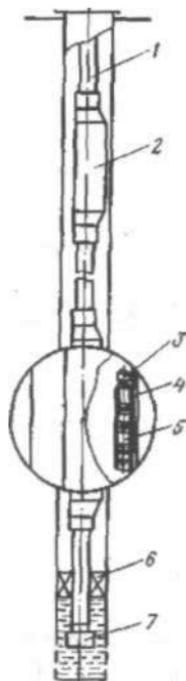


Рис. 4.19. Скважинная газлифтная камера

В газлифтных клапанах Г роль пружины (см. рис. 4.18, б, позиция 4) выполняет сиффон, заряженный под давлением 0,2 ... 0,7 МПа азотом.

Газлифтные клапаны типа Г по назначению делятся на пусковые и рабочие.

Скважинные камеры с эксцентричным расположением кармана для клапанов являются наиболее совершенными и распространенными. Они сохраняют проходное сечение в месте установки клапана, равным проходному сечению колонны подъемных труб. Это позволяет проводить все скважинные работы (исследование, промывку призабойной зоны, смену съемных элементов скважинного оборудования) без извлечения колонны подъемных труб.

Скважинная камера К (рис. 4.20, а) представляет собой сварную конструкцию, состоящую из рубашки 2, выполненной из специальных овалных труб, и двух наконечников 1 с резьбой насосно-компрессорных труб по ГОСТ 633.

В рубашке камеры предусмотрен карман 3 для установки клапанов и пробок с помощью набора инструментов канатной техники через устье скважины, герметизированное оборудованием ОУГ 80х350.

Газ или жидкость (для ингибиторного и циркуляционного клапанов) поступает из затрубного пространства через перепускные отверстия а камер к клапану. Клапаны и пробки уплотняются в кармане

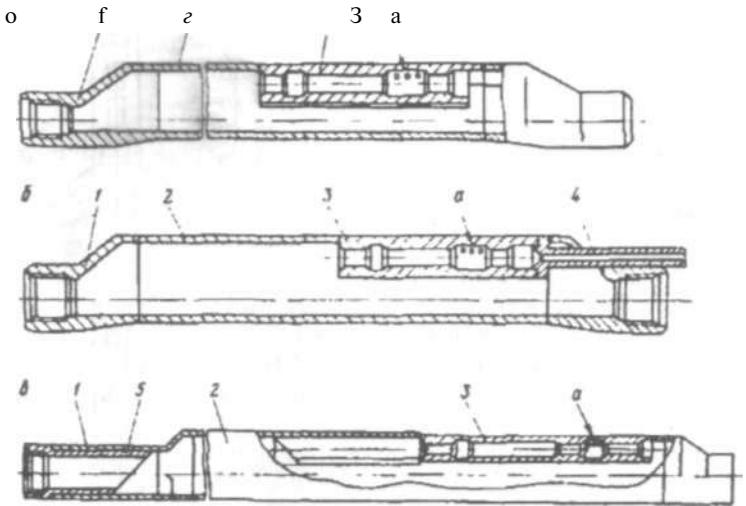


Рис. 4.20. Скважинные камеры типов К (а); КН (б); КТ (в)  
1 - наконечник; 2 - рубашка; 3 - карман; 4 - газоотводящий патрубков;  
5 - направляющая

двумя наборами уплотнительных манжет, для которых предусмотрены посадочные шейки в кармане.

Для фиксации клапанов и пробок в кармане предусмотрены специальные расточки, в которые входит фиксирующая цапга или кулачок фиксатора.

Камера КН (см. рис. 4.20, б) применяется для установок периодического газлифта ЛП и имеет газоотводящий патрубок 4, соединяемый с газоотводящим устройством.

Камера КТ (см. рис. 4.20, в) отличается от камеры типа К наличием в верхнем наконечнике направляющей оправки 5, позволяющей для посадки клапанов использовать консольный отклонитель типа ОК, обеспечивающий надежность работ в наклонных скважинах.

Управляющее давление для пусковых клапанов - давление газа, нагнетаемого в затрубное пространство скважины. При работе указанных клапанов газ через отверстия проникает в полость, где, воздействуя на эффективную площадь сильфона, сжимает его. В результате этого шток поднимается, и газ, открывая обратный клапан, поступает в подъемные трубы, аэрируя жидкость в них.

Управляющее давление для рабочих клапанов - давление жидкости в колонне подъемных труб. При работе этих клапанов жидкость из колонны подъемных труб через отверстие в клапане поступает в полость, где, сжимая сильфон, оттягивает шток от седла и открывает клапан.

Для регулирования режима нагнетания газа предусмотрены сменные дроссели.

Клапаны типов Г-38 и ГР-38 фиксируются в скважинных камерах при помощи кулачкового фиксатора ФК-38, навинченного на клапан. При посадке кулачок фиксатора, задевая за край кармана, утапливается в окне фиксатора, а после входа в канавку кармана он выходит из окна, фиксируя клапан.

В клапанах типов 2Г, 5Г, 3Г фиксирующим элементом служит цапга.

Скважинные камеры обозначаются аналогично скважинному газлифтному оборудованию: К-73А-210, К-73Б-210, К-60А-210, К-60Б-210. Корпус камеры имеет овальную форму. Это позволяет располагать газлифтные клапаны эксцентрично и поэтому проходное сечение подъемной колонны в области скважинных камер не уменьшается.

Скважинное газлифтное оборудование первой категории качества имеет среднюю наработку на отказ до 10000 ч, высшей категории - до 15000 ч.

### Вопрос 4.13. Схема ШСНУ

Штанговые скважинные насосные установки (ШСНУ) предназначены для подъема пластовой жидкости из скважины на дневную поверхность.

Свыше 70% действующего фонда скважин оснащены глубинными скважинными насосами. С их помощью добывается в стране около 30% нефти.

В настоящее время ШСНУ, как правило, применяют на скважинах с дебитом до 30...40 м<sup>3</sup> жидкости в сутки, реже до 50 м<sup>3</sup> при средних глубинах подвески 1000... 1500 м. В неглубоких скважинах установка обеспечивает подъем жидкости до 200 м<sup>3</sup>/сут.

В отдельных случаях может применяться подвеска насоса на глубину до 3000 м.

Широкое распространение ШСНУ обуславливают следующие факторы:

- 1) простота ее конструкции;
- 2) простота обслуживания и ремонта в промысловых условиях;
- 3) удобство регулировки;
- 4) возможность обслуживания установки работниками низкой квалификации;
- 5) малое влияние на работу ШГНУ физико-химических свойств откачиваемой жидкости;
- 6) высокий КПД;
- 7) возможность эксплуатации скважин малых диаметров.

Установка состоит из привода, устьевого оборудования, насосных штанг, глубинного насоса, вспомогательного подземного оборудования, насосно-компрессорных труб.

Привод предназначен для преобразования энергии двигателя в возвратно-поступательное движение колонны насосных штанг.

В большинстве ШСНУ (рис. 4.21) в качестве привода применяют балансирные станки-качалки. Балансирный станок-качалка состоит из рамы 2, установленной на массивном фундаменте 1. На раме смонтированы: стойка 9, на которой с помощью шарнира укреплен баланси́р 10, имеющий на одном конце головку 12 на другом - шарнир, соединяющий его с шатуном 7. Шатун соединен с кривошипом 5, укрепленном на выходном валу редуктора. Входной вал редуктора посредством клиноременной передачи соединен с электродвигателем 3. Головка баланси́ра соединена с колонной штанг с помощью канатной подвески 13.

Устьевое оборудование I предназначено для герметизации полированного штока 14 с помощью сальника 21, направления потока жидкости потребителю, подвешивания насосно-компрессорных труб,

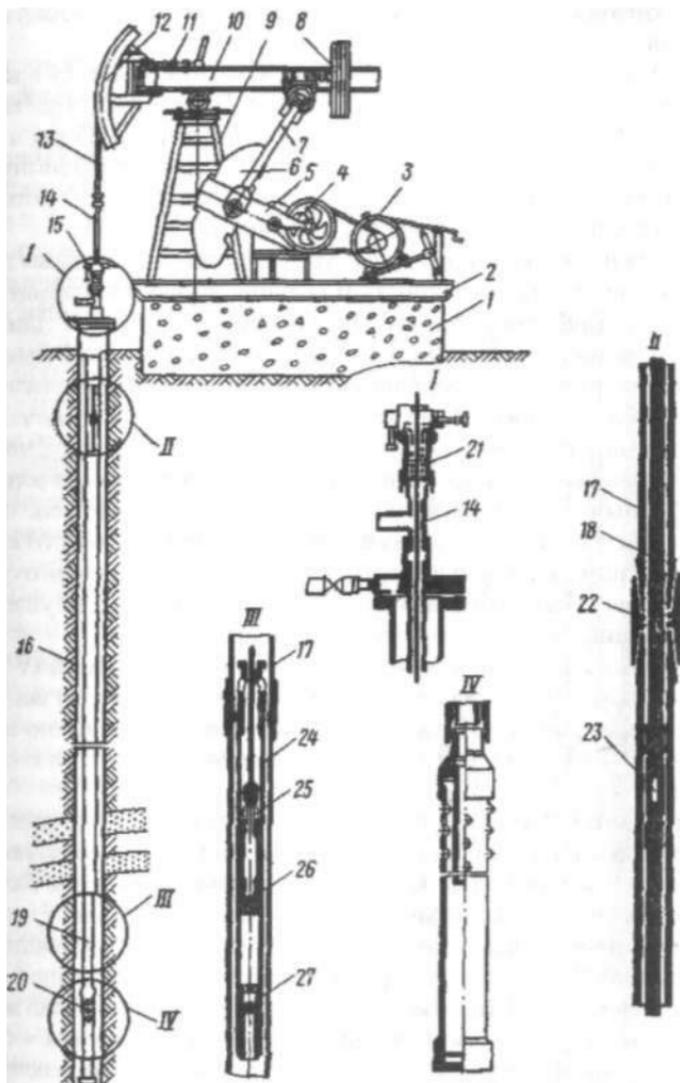


Рис.4.21. Штанговая скважинная насосная установка:

- 1 - фундамент; 2 - рама; 3 - электродвигатель; 4 - цилиндр; 5 - кривошип; 6 - груз; 7 - шатун; 8 - груз; 9 - стойка; 10 - баланси́р; 11 - механизм фиксации головки баланси́ра; 12 - головка баланси́ра; 13 - канатная подвеска; 14 - полированная штанга; 15 - оборудование устья скважины; 16 - обсадная колонна; 17 - насосно-компрессорные трубы; 18 - колонна штанг; 19 - глубинный насос; 20 - газовый якорь; 21 - уплотнение полированной штанги; 22 - муфта трубная; 23 - муфта штанговая; 24 - цилиндр глубинного насоса; 25 - плунжер насоса; 26 - нагнетательный клапан; 27 - всасывающий клапан

замера затрубного давления и проведения исследовательских работ в скважине.

Колонна насосных штанг II соединяет канатную подвеску насоса с плунжером глубинного насоса. Колонна собирается из отдельных штанг 18. Штанги имеют длину по 8...10 м, диаметр 16...25 мм и соединяются друг с другом посредством муфт 23. Первая, верхняя штанга 14 имеет поверхность, обработанную по высокому классу чистоты, и называется полированной, иногда сальниковой штангой.

Колонна насосно-компрессорных труб II служит для подъема пластовой жидкости на поверхность и соединяет устьевую арматуру с цилиндром глубинного насоса. Она составлена из труб 17 длиной по 8...12 м, диаметром 38...100 мм, соединенных трубными муфтами 22. В верхней части колонны установлен устьевой сальник, герметизирующий насосно-компрессорные трубы. Через сальник пропущена полированная штанга. Оборудование устья скважины имеет отвод, по которому откачиваемая жидкость направляется в промышленную сеть.

Глубинный штанговый насос III представляет собой насос одностороннего действия. Он состоит из цилиндра 24, прикрепленного к колонне насосно-компрессорных труб, плунжера 25 соединенного с колонной штанг. Нагнетательный клапан 26 установлен на плунжере, а всасывающий 27 - в нижней части цилиндра.

Ниже насоса при необходимости устанавливается газовый IV или песочный якорь. В них газ и песок отделяются от пластовой жидкости. Газ направляется в затрубное пространство между насосно-компрессорной 17 и обсадной 16 колоннами, а песок осажается в корпусе якоря.

При работе ШСНУ энергия от электродвигателя передается через редуктор к кривошипно-шатунному механизму, преобразующему вращательное движение выходного вала редуктора через балансир в возвратно-поступательное движение колонны штанг. Связанный с колонной плунжер также совершает возвратно-поступательное движение. При ходе плунжера вверх нагнетательный клапан закрыт давлением жидкости, находящейся над плунжером, и столб жидкости в колонне насосно-компрессорных труб движется вверх - происходит откачивание жидкости. В это время впускной (всасывающий) клапан открывается, и жидкость заполняет объем цилиндра насоса под плунжером.

При ходе плунжера вниз всасывающий клапан под действием давления столба откачиваемой жидкости закрывается, нагнетательный клапан открывается и жидкость перетекает в надплунжерное пространство цилиндра.

Откачиваемая жидкость отводится из колонны через боковой отвод устьевого сальника и направляется в промышленную сеть.

## Вопрос 4.14. Скважинные штанговые насосы

Скважинные штанговые насосы предназначены для откачивания из нефтяных скважин жидкости обводненностью до 99%, температурой до 130°C, содержанием сероводорода не более 50мг/л, минерализацией воды не более Юг/л.

Скважинные насосы имеют вертикальную конструкцию одинарного действия с неподвижным цилиндром, подвижным металлическим плунжером и шариковыми клапанами. Насосы изготавливают следующих типов:

- НВ1 - вставные с замком наверху;
- НВ2 - вставные с замком внизу;
- НН - невставные без ловителя;
- НН1 - невставные с захватным штоком;
- НН2 - невставные с ловителем

**Цилиндр невставного (трубно-го) скважинного насоса** (см. рис. 4.22) присоединяется к колонне НКТ и вместе с ней спускается в скважину. Плунжер НСН вводится через НКТ в цилиндр вместе с подвешенным к нему всасывающим клапаном на насосных штангах. Чтобы не повредить плунжер при спуске, его диаметр принимают меньшим внутреннего диаметра НКТ примерно на 6 мм. Применение НСН целесообразно в скважинах с большим дебитом, небольшой глубиной спуска и большим межремонтным периодом. Для смены насоса (цилиндра) необходимо извлекать штанги и трубы.

Насос НН1 состоит из цилиндра, плунжера, нагнетательного и всасывающего клапанов. В верхней части плунжера размещается нагнетательный клапан и шток с переводником под штанги.

К нижнему концу плунжера с помощью наконечника на захватном штоке свободно подвешивается всасывающий клапан. При работе клапан

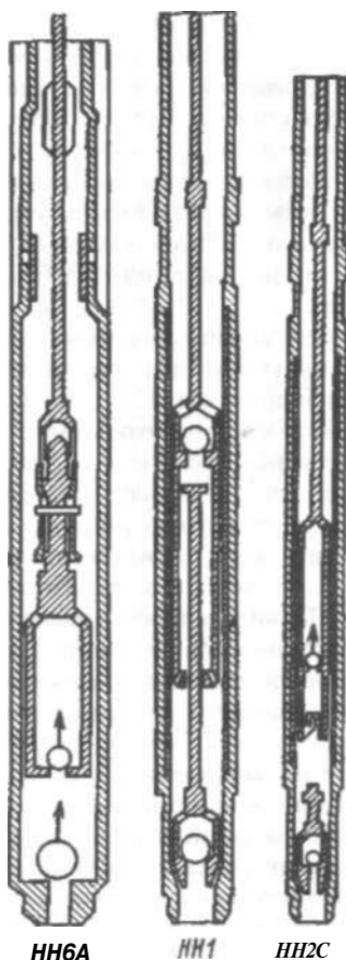


Рис. 4.22. Насосы скважинные невставные

сажается в седло корпуса. Подвешивать всасывающий клапан к плунжеру необходимо для слива жидкости из НКТ перед их подъемом, а также для замены клапана без подъема НКТ. Наличие захватного штока внутри плунжера ограничивает длину его хода, которая в насосах НН1 не превышает 0,9 м.

В насосе НН2С в отличие от насоса НН1 нагнетательный клапан установлен на нижнем конце плунжера. Для извлечения всасывающего клапана без подъема НКТ используется ловитель (байонетный замок), который крепится к седлу нагнетательного клапана. Ловитель имеет две фигурные канавки для зацепления. В клетку всасывающего клапана ввинчен шпindel (укороченный шток) с двумя утолщенными шпильками. После посадки всасывающего клапана в седло корпуса поворотом колонны штанг на 1-2 оборота против часовой стрелки добиваются того, что шпильки шпинделя скользят по канавкам ловителя и всасывающий клапан отсоединяется от плунжера. Захват осуществляется после посадки плунжера на шпindel при повороте колонны штанг по часовой стрелке.

Насос ННБА позволяет осуществлять форсированный отбор жидкости из скважин через НКТ, диаметр которых меньше диаметра плунжера.

Это достигнуто особой конструкцией его - наличием автосцепа, включающего сцеп и захват, и сливного устройства. Насос в собранном виде без сцепа спускается в скважину на НКТ. Затем на штангах спускается сцеп с мерным штоком. Сцеп проталкивает золотник сливного устройства вниз и сцепляется с захватом, закрепленным на плунжере, при этом сливное отверстие закрывается. При подъеме насоса следует поднять колонну штанг. При этом захват проталкивает золотник вверх, открывая сливное отверстие. После этого сцеп отделяется от захвата и колонна штанг свободно поднимается.

**Цилиндр вставного насоса** (см. рис. 4.23) спускается внутри труб на колонне штанг и монтируется на них с помощью специального замкового соединения. Это позволяет менять вставной насос без спуска и подъема труб. Но при одинаковых диаметрах плунжеров вставной насос требует применения НКТ большего диаметра.

Скважинные насосы исполнения НВ1С предназначены для откачивания из нефтяных скважин маловязкой жидкости.

Насос состоит из составного цилиндра на нижний конец которого навернут сдвоенный всасывающий клапан, а на верхний конец - замок плунжера, подвижно расположенного внутри цилиндра, на резьбовые концы которого навинчены: снизу сдвоенный нагнетательный клапан, а сверху - клетка плунжера. Для присоединения плунжера к колонне насосных штанг насос снабжен штоком, навинченным на клетку плунжера и закрепленным контргайкой. В расточке верхнего

переводника цилиндра расположен упор, упираясь на который, плунжер обеспечивает срыв скважинного насоса с опоры. Клапаны насосов комплектуются парой «седло - шарик».

Скважинные насосы исполнения НВ1Б. Это насосы, по назначению, конструктивному исполнению, принципу работы аналогичны насосам исполнения НВ1С и отличаются от них только тем, что в качестве цилиндра использованы цельные цилиндры исполнения ЦБ, характеризующиеся повышенной прочностью, износостойкостью и транспортабельностью по сравнению с цилиндрами исполнения ЦС.

Скважинные насосы исполнения НВ2 имеют область применения аналогичную области применения скважинных насосов исполнения НВ1, однако могут быть спущены в скважины на большую глубину.

Конструктивно скважинные насосы состоят из цилиндра с всасывающим клапаном, навинченным на нижний конец. На всасывающий клапан навинчен упорный ниппель с конусом. На верхнем конце цилиндра расположен защитный клапан, предотвращающий осаждение песка в цилиндре при остановке насоса.

Внутри цилиндра подвижно установлен плунжер с нагнетательным клапаном на нижнем конце и клеткой плунжера на верхнем конце. Для присоединения плунжера насоса к колонне насосных штанг насос снабжен штоком, навинченным на клетку плунжера и законтррованным контргайкой.

В расточке верхнего конца цилиндра расположен упор.

Насос спускается в колонну насосно-компрессорных труб на колонне насосных штанг и закрепляется в опоре нижней частью при помощи ниппеля упорного с конусом. Такое закрепление насоса

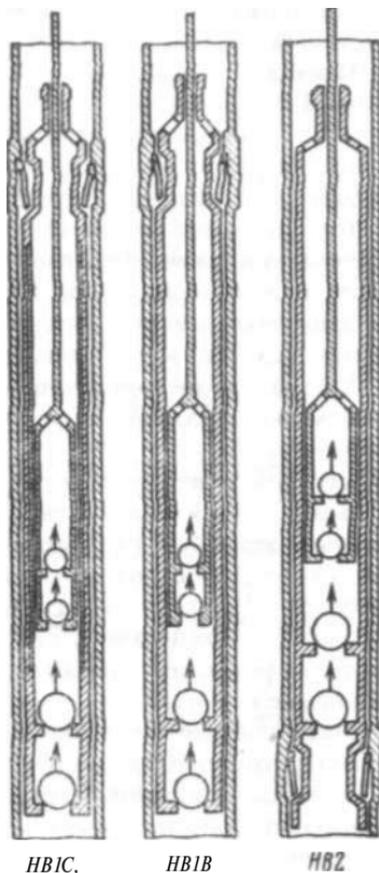


Рис. 4.23. Насосы скважинные вставные

позволяет разгрузить от пульсирующих нагрузок. Это обстоятельство обеспечивает применение его на больших глубинах скважин.

**Цилиндры** скважинных насосов выпускают в двух исполнениях:

- ЦБ - цельный (безвтулочный), толстостенный;
- ЦС - составной (втулочный).

Цилиндр втулочного насоса состоит из кожуха, в котором размещены втулки. Фиксация втулок в кожухе обеспечивается гайками.

Втулки подвергаются воздействию переменного внутреннего гидравлического давления, обусловленного столбом откачиваемой жидкости, и постоянного усилия, возникающего в результате торцевого обжатия рабочих втулок. Втулки всех насосов при различных внутренних диаметрах имеют одинаковую длину - по 300 мм.

Втулки всех насосов изготавливают трех типов: легированные из стали марки 38ХМЮА, стальные из стали марок 45 и 40Х, чугунные марки СЧ26-48.

Легированные втулки изготавливают только тонкостенными, стальные - тонкостенные, с увеличенной толщиной стенки и толстостенные, чугунные - толстостенные.

Для увеличения долговечности внутреннюю поверхность втулок упрочняют физико-термическими методами: чугунные - закаливают токами высокой частоты, стальные азотируют, цементируют, нитрируют. В результате этой обработки твердость поверхностного слоя составляет до 80 НРС.

Механическая обработка втулок заключается в шлифовании и хонинговании. Основные требования к механической обработке - высокий класс точности и чистоты внутренней поверхности, а также перпендикулярность торцов к оси втулок.

Макрогеометрические отклонения внутреннего диаметра втулки должны быть не более 0,03 мм. Плоскостность торцевых поверхностей должна обеспечивать равномерное непрерывное пятно по краске не менее 2/3 толщины стенок втулки.

Цельнотянутые цилиндры представляют собой длинную стальную трубу, внутренняя поверхность которой рабочая. Труба при этом играет роль и цилиндра и кожуха одновременно. Подобная конструкция лишена таких недостатков, как негерметичность между торцами рабочих втулок, искривление оси цилиндра. При этом увеличивается жесткость насоса и создается возможность использовать плунжер большого диаметра при одинаковом по сравнению с втулочным насосом наружном диаметре.

**Плунжер** глубинного насоса представляет собой стальную трубу с внутренней резьбой на концах. Для всех насосов длина плунжера постоянна и составляет 1200 мм. Их изготавливают из стали 45, 40Х или 38ХМЮА. По способу уплотнения зазора цилиндр - плунжер

различают полностью металлические и гуммированные плунжеры. В паре металлический плунжер - цилиндр уплотнение создается нормированным зазором большой длины, в гуммированных - за счет манжет или колец, изготовленных из эластомера или пластмассы.

В настоящее время применяют плунжеры (рис. 4.24):

- а) с гладкой поверхностью;
- б) с кольцевыми канавками;
- в) с винтовой канавкой;
- г) с кольцевыми канавками, цилиндрической расточкой и скошенным концом в верхней части («пескобрей»);
- д) манжетные плунжеры;
- е) гуммированные плунжеры.

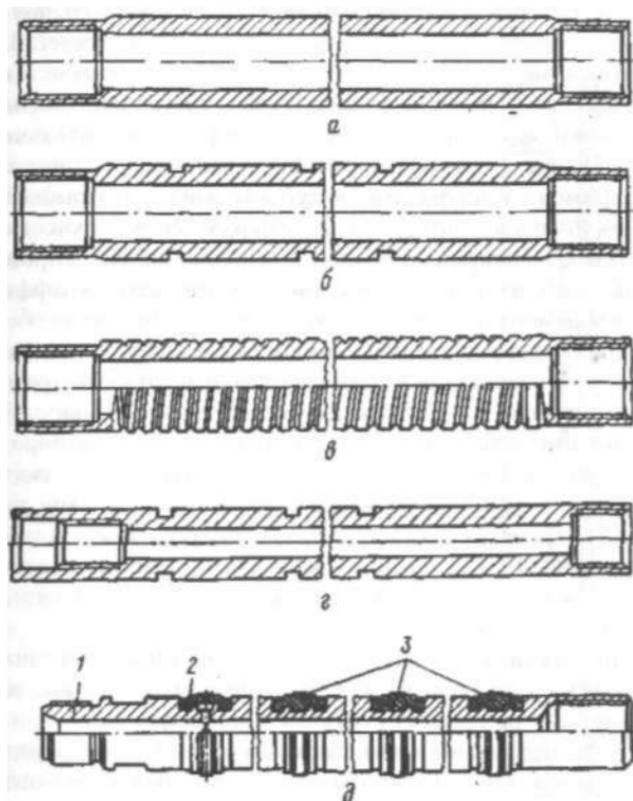


Рис. 4.24. Плунжеры:

- а - гладкий (исполнение Г); б - с кольцевыми канавками (исполнение К);
- в - с винтовой канавкой (исполнение В);
- типа «пескобрей» (исполнение П); д - манжетный, гуммированный плунжер;
- 1 - корпус плунжера; 2 - самоуплотняющееся резиновое кольцо;
- 3 - набухающие резиновые кольца

Использование большого количества разнообразных конструкций плунжеров обусловлено необходимостью обеспечения при любых условиях эксплуатации герметичности зазора, высокой долговечности пары цилиндр - плунжер (при этом стремятся по возможности уменьшить силы трения).

В «песчаных» скважинах применяют плунжеры, конструкция которых либо обеспечивает вынос абразива из зазора (рис. 4.24, б), либо не допускают его попадания туда (рис. 4.24, в). Все эти плунжеры работают с меньшими усилиями трения, чем манжетный гуммированный, который применяют для откачки жидкости, не содержащей абразив. Последний обеспечивает максимальную герметичность, но при его работе возникают большие силы трения.

Для обеспечения высокой долговечности насоса большое значение имеет предотвращение задиров трущихся поверхностей. Причиной этого явления бывает как содержащийся в откачиваемой жидкости абразив, так и появление локальных зон сухого трения пары плунжер - цилиндр в результате разрыва в зазоре пленки откачиваемой жидкости. Чтобы обеспечить нормальную работу пары сопряженных деталей, применяют плунжеры с углублениями и канавками (см. рис. 4.24, б и е), либо увеличивают твердость рабочей поверхности плунжера путем цементирования или хромирования. Хромированные плунжеры наиболее долговечны и имеют более низкий коэффициент трения, чем цементированные. Помимо этого, слой хрома обеспечивает хорошую коррозионную стойкость при работе в скважинах с высоким содержанием  $SO_2$ . Необходимо отметить, что хромирование - сравнительно дорогой процесс, вследствие чего более широкое применение имеют плунжеры не хромированные, а из углеродистой стали, закаленные токами высокой частоты. По величине зазора между цилиндром и плунжером насосы подразделяются на три группы:

I группа (тугая посадка плунжера) с зазором между плунжером и цилиндром 20...70 мкм, предназначена для подъема маловязкой пластовой жидкости с невысоким содержанием песка, повышенным выделением газа при больших глубинах подвески насоса;

II группа (средняя посадка) с зазором 70...120 мкм, предназначена для подъема пластовой жидкости средней вязкости с высоким содержанием газа при средних глубинах подвески;

III группа (слабая посадка) с зазором более 120 мкм, предназначена для подъема очень вязкой нефти из сильно обводненных скважин при малой глубине подвески насоса.

**Клапаны** глубинных скважинных насосов выполняют шариковыми, так как в условиях работы глубинных насосов они обладают наибольшей работоспособностью по сравнению с другими (коническими и плоскими) конструкциями. Большой срок их службы объясня-

ется хорошей притиркой шарика к седлу во время работы при длительном сохранении шариком своих размеров вследствие большой его активной поверхности.

В зависимости от конструкции седла шариковые клапаны бывают с буртом и с гладкой наружной поверхностью (рис. 4.25). Последние применяют, как правило, в качестве нагнетальных клапанов.

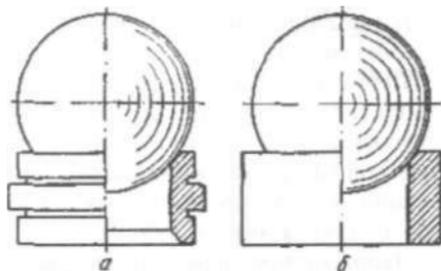


Рис.4.25. Шариковые клапаны с буртом (а) и гладкой наружной поверхностью (б)

Седла клапанов симметричны и при износе одной из кромок поверхности седла их поворачивают (переставляют) на 180° для использования другой поверхности.

Для обеспечения герметичности стыка шарик - седло внутренняя кромка седла имеет фаску.

Твердость шарика всегда назначается выше твердости седла, так как при работе шарик должен сохранить свою форму. Твердость шарика обычно бывает 56...70 НRс, седла 40...50 НRс.

Шарик и седло изготавливают из высокоуглеродистой стали, а в ряде случаев (например, в коррозионной среде) - из бронзы.

**Замковая опора** предназначена для закрепления цилиндра скважинных насосов исполнений НВ1 и НВ2 в колонне насосно-компрессорных труб. Высокая точность изготовления поверхностей деталей опоры должна обеспечивать надежную герметичную фиксацию цилиндра насоса в насосно-компрессорных трубах на заданной глубине скважины и одновременно предотвращать искривление

„\_“  
насоса в скважине.

Рис - 4 - 26- Замковая опора ОМ:

- 1 - переводник; 2 - опорное кольцо; 3 - пружинный якорь; 4 - опорная муфта; 5 - кожух; 6 - переводник

Замковая опора ОМ (рис. 4.26) состоит из переводника 1, опорного кольца 2, пружинного якоря 3, опорной муфты 4, кожуха 5 и переводников 6.

Переводник 1 имеет на верхнем конце гладкую коническую резьбу, при помощи которой опора соединяется с колонной насосно-компрессорных труб. Кольцо изготовляют из нержавеющей стали. Конической внутренней ( $15^\circ$ ) фаской оно сопрягается с ответной конической поверхностью конуса замка насоса и обеспечивает герметичную посадку насоса.

Якорь предотвращает срыв насоса с опоры от усилий трения движущегося вверх плунжера в период запуска в работу подземного оборудования.

Рубашка, на нижний конец которой навинчен переводник, присоединяется к нижней резьбе муфты и служит для предотвращения изгиба и поперечных перемещений цилиндра при работе насоса, а также для подвешивания труб под опору.

#### **Вопрос 4.15. Режим работы скважинных насосов. Динамограмма работы**

Диаграмму нагрузки на устьевой шток в зависимости от его хода называют динамограммой, а ее снятие - динамометрированием ШСНУ. Оно осуществляется с помощью динамографа. В зависимости от принципа работы различают механические, гидравлические, электрические, электромагнитные, тензометрические и другие динамографы. В наиболее распространенном гидравлическом динамографе типа ГДМ-3 (рис. 4.27) действующая на шток нагрузка передается через рычажную систему на мембрану камеры 9, заполненной жидкостью (спиртом или водой), где создается повышенное давление. Давление жидкости в камере, пропорциональное нагрузке на шток, передается по капиллярной трубке 8 на геликсную пружину 7. При увеличении давления геликсная пружина разворачивается, а перо 6, прикрепленное к ее свободному концу, чертит линию на бумажном диаграммном бланке 5. Бланк закреплен на подвижном столике, который с помощью приводного механизма перемещается пропорционально ходу устьевого штока. В результате получается развертка нагрузки  $p$  в зависимости от длины хода  $s$ .

Для снятия динамограммы измерительную часть динамографа (месдозу и рычаг) вставляют между траверсами канатной подвески штанг, а нить 1 приводного механизма самописца прикрепляют к неподвижной точке (устьевому сальнику). Масштаб хода изменяют сменной диаметра шкива 2 самописца (1 : 15, 1 : 30, 1 : 45), а усилия - перестановкой опоры месдозы и рычага (40, 80 и 100 кН).

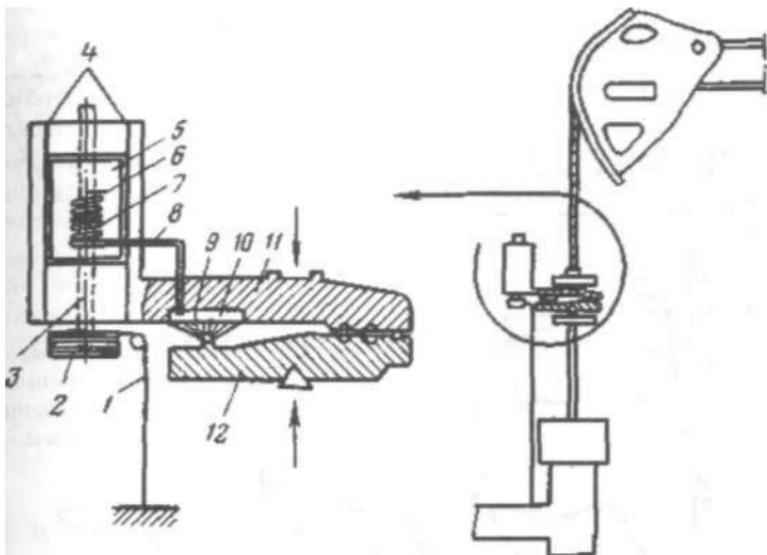


Рис. 4.27. Принципиальная схема гидравлического динамографа и его установки между траверсами канатной подвески:

- 1 - нить приводного механизма; 2 - шкив ходового винта; 3 - ходовой винт столика;
- 4 -- направляющие салазки столика; 5 - бумажный бланк, прикрепленный к столику;
- 6 - пишущее перо геликсной пружины; 7 - геликсная пружина;
- 8 - капиллярная трубка; 9 - силоизмерительная камера; 10 - нажимной диск;
- 11 - мессдоза (верхний рычаг силоизмерительной части);
- 12 - рычаг (нижний) силоизмерительной части

Изучение динамограммы позволяет определить максимальную и минимальную нагрузки, длины хода штока и плунжера, уяснить динамические процессы в колонне штанг, выявить ряд дефектов и неполадок в работе ШСНУ и насоса.

В. м. т. и Н. м. т. - соответственно верхняя и нижняя мертвые точки (стрелками показан ход записи динамограммы)

На рис. 4.28, а показана простейшая динамограмма нормальной работы насоса, которая имеет форму правильного параллелограмма. Силы трения направлены против движения, поэтому при ходе вверх они увеличивают нагрузку, а при ходе вниз - уменьшают. Инерционные нагрузки вызывают «инерционный поворот» динамограммы относительно нормального ее положения (рис. 4.28,б). Волнистый характер линий обусловлен колебательными процессами в штангах (рис. 4.28,в).

При значительных динамических нагрузках надежная расшифровка динамограмм из-за сложного их вида затруднительна. В таких условиях представляет интерес получение скважинных динамограмм,



Рис. 4.28. Динамограммы работы штангового насоса с учетом статических нагрузок и сил трения (а), инерционных (б) и динамических (в) нагрузок

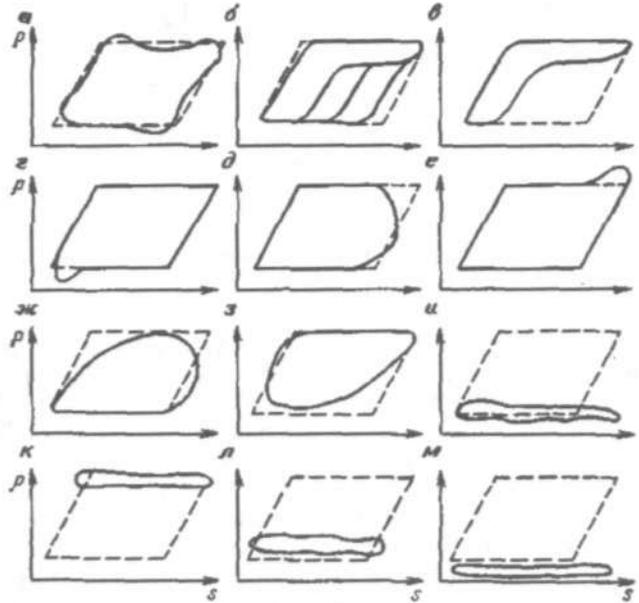


Рис. 4.29. Практические динамограммы работы штангового насоса: а – нормальная тихходная работа; б – влияние газа; в – превышение подачи насоса над притоком в скважину; з – низкая посадка плунжера; д – выход плунжера из цилиндра невставного насоса; е – удары плунжера о верхнюю ограничительную гайку вставного насоса; ж – утечки в нагнетательной части; з – утечки во всасывающей части; и – полный выход из строя нагнетательной части; к – полный выход из строя всасывающей части; л – полуфонтанный характер работы насоса; м – обрыв штанг (пунктиром показаны линии теоретической динамограммы).

соответствующих нижнему концу штанговой колонны. Практические динамограммы по виду всегда отличаются от теоретической, сопоставление с которой позволяет выявить дефекты и неполадки в работе установки и насоса (рис. 4.29).

Осложнения в эксплуатации насосных скважин обусловлены большим газосодержанием на приеме насоса, повышенным содержанием песка в продукции (пескопроявлением), наличием высоковязкой нефти и водонефтяных эмульсий, существенным искривлением ствола скважины, отложениями парафина и минеральных солей, высокой температурой и др.

#### Вопрос 4.16. Подача ШСНУ. Коэффициент подачи

Теоретическая подача, минутная, часовая и суточная составит соответственно

$$\left. \begin{aligned} Q_T &= \frac{\pi}{4} \cdot D^2 \cdot S \cdot n; \\ Q_T &= 60 \cdot \frac{\pi}{4} \cdot D^2 \cdot S \cdot n; \\ Q_T &= 1440 \cdot \frac{\pi}{4} \cdot D^2 \cdot S \cdot n, \end{aligned} \right\} \quad (4.1)$$

где  $D$  - диаметр плунжера в метрах;

$S$  - длина хода плунжера в метрах;

$n$  - число двойных качаний в минуту.

Однако в действительности фактическая подача меньше теоретической, что обусловлено причинами, которые можно свести в две группы

*Первая группа* - потери жидкости в скважинном насосе. К ним относятся:

- наличие утечек через зазор плунжер - цилиндр;
- наличие утечек у всасывающих и нагнетательных клапанов;
- сжимаемость жидкости, обусловленная в первую очередь наличием газа;
- отставание жидкости от плунжера при наполнении полости насоса.

*Вторая группа* - потери, обусловленные конструкцией установки:

- утечки через муфтовые соединения труб;
- деформация колонны штанг и насосно-компрессорных труб при работе насоса.

Потери жидкости в скважинном насосе характеризуются коэффициентом подачи насоса  $\eta$  представляющим собой отношение фактической суточной подачи насоса  $Q_{\phi}$  к теоретической  $Q_T$ :

$$\eta = \frac{Q_o}{Q_r} = \frac{Q_o}{1440 \cdot \frac{\pi}{4} \cdot D^2 \cdot S \cdot n} \quad (4.2)$$

Количество жидкости, протекающей через зазор плунжер – цилиндр, определяется по формуле:

$$q = \frac{\pi \cdot D \cdot e^3 \cdot g \cdot \Delta H}{12 \cdot \nu \cdot L} \quad (4.3)$$

где  $e$  – радиальный зазор в см;

$g$  – ускорение свободного падения в см/с<sup>2</sup>;

$\nu$  – кинематическая вязкость в см<sup>2</sup>/с;

$\Delta H$  – перепад давлений на длине плунжера в м;

$L$  – длина плунжера в м.

Если ось плунжера смещена относительно оси цилиндра, то утечки увеличиваются примерно в 2,5 раза.

Газ, поступающий вместе с жидкостью в цилиндр в свободном или растворенном состоянии, уменьшает коэффициент наполнения и может привести к блокировке насоса. При этом начинается периодический процесс уменьшения коэффициента наполнения до нуля, после чего газ, заполнивший весь подплунжерный объем насоса, вытесняется через нагнетательный клапан и процесс повторяется.

Отставание жидкости от плунжера при его ходе вверх обусловлено гидравлическим сопротивлением клапана потоку жидкости и прежде всего характеризуется вязкостью жидкости. При увеличении вязкости жидкости возрастает время запаздывания посадки клапана, что также приводит к увеличению утечек. Однако малая вязкость жидкости не означает увеличения коэффициента наполнения, так как увеличиваются утечки через зазор плунжер – цилиндр.

Утечки жидкости через муфтовые соединения свидетельствуют либо об их износе, либо о недостаточном моменте свинчивания. И то и другое явление недопустимы при работе установки.

Деформация колонны штанг и труб при работе насоса приводит к уменьшению коэффициента подачи насоса, так как реальный ход плунжера меньше длины хода точки подвеса штанг. Фактическая длина хода плунжера может быть определена либо замером изношенной части цилиндра после подъема насоса на поверхность, либо расчетным путем.

При расчетном определении реальной величины хода плунжера относительно цилиндра необходимо учитывать, что и тот и другой соединены с наземной частью установки посредством упругих элементов – штанг и труб.

Для определения величины упругих деформаций штанг и труб величиной динамических нагрузок, которые по сравнению со статическими очень малы, можно пренебречь.

Рассмотрим фазы работы насоса.

I. В момент начала движения колонны штанг при ходе вверх (рис. 4.30, а) всасывающий клапан закрывается, в результате чего нагрузка от веса столба жидкости  $P_{\text{ж}}$ , находящегося над плунжером, перестает действовать на трубы и перераспределяется на штанги. При этом штанги начинают растягиваться и плунжер придет в движение только тогда, когда верхняя точка штанг переместится на величину деформации  $i_{\text{шт}}$  (рис. 4.30, б) под действием силы  $P_{\text{ж}}$ , которая, согласно закону Гука, будет:

$$i_{\text{шт}} = \frac{P_{\text{ж}} \cdot L}{E_{\text{шт}} \cdot F_{\text{шт}}}, \quad (4.4)$$

где  $L$  – глубина подвески насоса (соответствует длине штанг);

$E_{\text{шт}}$  – модуль упругости материала штанг;

$F_{\text{шт}}$  – площадь поперечного сечения штанг.

При этом насосно-компрессорные трубы сократятся, так как нагрузка, действовавшая на них, снята (рис. 4.30, в).

Длина штанг и труб будет постоянной до тех пор, пока точка подвеса штанг не достигнет крайнего верхнего положения и не начнет перемещаться вниз.

II. При ходе штанг вниз (рис. 4.30, з, д, е) нагнетательный клапан откроется, всасывающий закроется и усилие  $P_{\text{ж}}$  будет приложено к нижней части труб. В результате штанги сократятся на величину  $i_{\text{шт}}$ , а трубы удлинятся на величину  $i_{\text{тр}}$ , определяемую аналогично по формуле:

$$i_{\text{тр}} = \frac{P_{\text{ж}} \cdot L}{E_{\text{тр}} \cdot F_{\text{тр}}}, \quad (4.5)$$

где  $E_{\text{тр}}$  – модуль упругости;

$F_{\text{тр}}$  – площадь поперечного сечения труб.

При движении плунжера вниз длина штанг и труб будет постоянной до тех пор, пока не произойдет остановка штанг и плунжера и не начнется ход вверх. Всасывающий клапан при этом откроется, нагнетательный закроется, вследствие чего трубы сократятся на величину  $i_{\text{тр}}$ , штанги удлинятся на  $i_{\text{шт}}$ , т. е. повторится описанный цикл.

Таким образом, деформация штанг и труб уменьшает длину хода плунжера относительно цилиндра по сравнению с длиной хода точки подвеса штанг на величину  $i_{\text{шт}} + i_{\text{тр}}$  как при ходе вверх, так и при ходе вниз.

Реальная длина хода плунжера, при наличии ступенчатой колонны штанг  $l_1 + l_2 + \dots + l_i = L$ , имеющих соответственно сечения  $F_1, F_2, \dots, F_i$  может быть записана с учетом вышеприведенных рассуждений как:

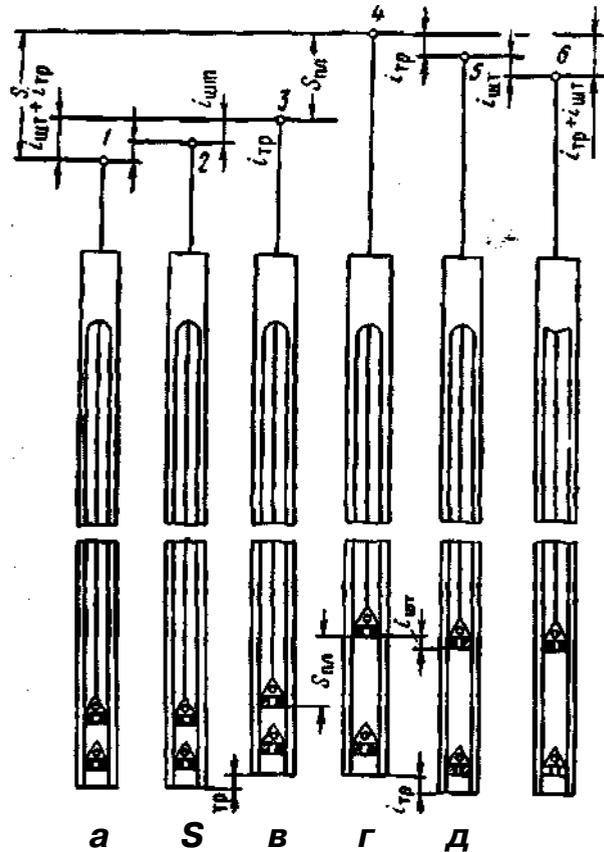


Рис. 4.30. Деформация штанг-труб

$$S_p = S - \frac{\rho_{ж} \cdot g \cdot F_{шт}}{E} \cdot \left[ \sum_{i=1}^{шт} \frac{l_i}{F_{шт}} + \frac{L}{F_{тр}} \right] \quad (4.6)$$

При заякоренном насосе расчет реального хода должен вестись с учетом условия  $i = 0$ .

#### Вопрос 4.17. Ремонт, хранение и транспортировка скважинных насосов

Ремонт насосов подразделяется на текущий и капитальный. К текущему, выполняемому в промысловых мастерских, относится смена шарика, седла и клетки клапана, замена плунжера, удлинительного

патрубка, замковой опоры. К капитальному ремонту относятся все работы, связанные с разборкой цилиндра и требующие применения приспособлений и контрольно-измерительных приборов, они могут выполняться только квалифицированными рабочими

Мастерская, где ремонтируются насосы, должна быть оборудована верстаками с тисками и трубными зажимами, ваннами для мытья деталей насосов, местами для их сушки, стеллажами для хранения насосов, пирамидами для плунжеров, приспособлениями для притирки клапанов и приборами для контроля их герметичности.

В отремонтированном насосе плунжер должен перемещаться без заеданий, плавно, клапаны должны быть герметичными, ловильные приспособления действовать исправно.

Хранят насосы на стеллажах. Все детали насосов должны быть смазанными, а отверстия заглушены пробками. Помещение для хранения должно быть сухим и чистым.

Насосы транспортируют в специальных стеллажах, обитых войлоком. При погрузочно-разгрузочных операциях необходимо применять меры по предотвращению ударов и сотрясений.

#### **Вопрос 4.18. Насосные штанги, конструкция, условия работы**

Для передачи возвратно-поступательного движения от привода к плунжеру скважинного насоса используется колонна насосных штанг. Она собирается из отдельных штанг, соединяемых муфтами.

Насосные штанги представляют собой стержень круглого поперечного сечения с высаженными концами, на которых располагается участок квадратного сечения и резьба. Резьба служит для соединения штанг с муфтами, а участок квадратного сечения используется для захвата штанги ключом при свинчивании и развинчивании резьбового соединения (рис. 4.31).

Основными характеристиками насосных штанг являются: диаметр по телу штанги  $d_g$  и прочностная характеристика штанги - величина приведенного допускаемого напряжения  $[a]$ . У нас в стране штанги выпускаются диаметром 16, 19, 22, 25 мм, а допускаемое напряжение, для наиболее широко распространенных марок сталей, составляет

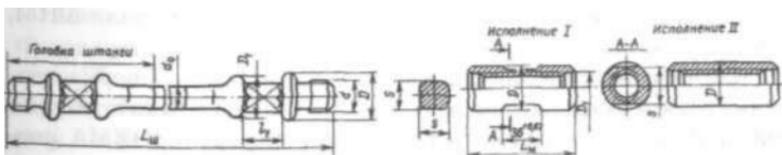


Рис. 4.31. Штанга и муфта

70... 130 МПа. В небольших количествах выпускаются штанги с допускаемыми напряжениями 150 МПа.

Указанные величины по сравнению с аналогичными прочностными показателями сталей, применяемых в машиностроении, ниже и определяются условиями работы колонны штанг - циклическим нагружением в коррозионно-активной среде, ускоряющей процесс усталостного разрушения штанг.

Выпускаются штанговые муфты: соединительные типа МШ для соединения штанг одного размера и переводные типа МПШ для соединения штанг разного размера.

Муфты каждого типа изготавливаются в исполнении I с «лысками» под ключ и в исполнении II без «лысок».

Муфты каждого типа большей частью изготавливаются из углеродистой стали марок 40 и 45. Предусматривается также изготовление муфты из легированной стали марки 20Н2М для применения в тяжелых условиях эксплуатации.

Для увеличения долговечности штанг, уменьшения воздействия на них коррозионной среды (пластовой жидкости) они подвергаются термической обработке и упрочнению поверхностного слоя металла. Наиболее часто используется следующий вид термообработки: нормализация, закалка объемная, закалка ТВЧ. Поверхностное упрочнение обеспечивается за счет дробеструйной обработки, обкатки роликом. Основная цель поверхностного упрочнения - создание снимающих напряжений в поверхностном слое материала. Кроме того, поверхность штанг покрывают лаками или металлами, стойкими к воздействию окружающей среды.

Для регулирования положения плунжера относительно цилиндра скважинного насоса используют короткие штанги - «метровки» длиной 1000...3000 мм. Длина обычной штанги 8000 мм.

Особенностью штанг является накатка резьбы. Для сборки ступенчатой колонны из штанг различных диаметров используют переводные муфты МПШГ, позволяющие соединять штанги диаметрами 16 и 19, 19 и 22, 22 и 25 мм. Соединительные муфты изготавливают с лысками и без лысок.

В зависимости от условий работы применяют штанги, изготовленные из сталей следующих марок:

- для легких условий работы - из стали 40, нормализованные;
- для средних и среднетяжелых условий работы - из стали 20НМ, нормализованные;
- для тяжелых условий работы - из стали марки 40, нормализованные с последующим поверхностным упрочнением тела штанги по всей длине токами высокой частоты (ТВЧ) и из стали 30ХМА, нормализованные с последующим высоким отпусканием и упрочнением тела штанги по всей длине ТВЧ;

- для особо тяжелых условий работы - из стали 20НМ, нормализованные с последующим упрочнением штанги ТВЧ.

Колонна штанг - один из наиболее ответственных элементов установки, работающей в наиболее напряженных условиях. Прочность и долговечность штанг, как правило, обуславливает подачу, как всей установки, так и максимальную глубину спуска насоса. Обрыв штанг вызывает простои и необходимость подземного ремонта. Разрушение колонны штанг происходит, как правило, либо при разрыве тела штанги, либо при разрушении резьбовых соединений.

Наиболее часто обрывы штанг происходят вследствие усталости металла, в результате переменных нагрузок, концентраций напряжений, коррозионности среды. Усталостное разрушение штанг обычно начинается с поверхности образованием микротрещины. Поверхность излома имеет характерный вид: она состоит из двух зон - мелкозернистой и крупнозернистой. Усталостное разрушение штанг ускоряется переменными нагрузками, концентрацией напряжений и воздействием коррозионной среды, поэтому выбор допускаемых напряжений для штанг представляет собой важную задачу.

На долговечность резьбовых соединений большое влияние оказывает плотность контакта торцов муфты, ниппеля и насосной штанги. При свинчивании резьбовых соединений муфта- штанга должен обеспечиваться контакт между торцами при максимальной нагрузке на штанги.

Необходимо отметить, что наиболее приемлемыми для затяжки резьбовых соединений являются механические ключи с гидро- и электроприводом, позволяющие свинчивать штанги со строго определенным моментом.

Важнейшее условие безаварийной работы колонны штанг - их прямолинейность. Так, при стреле прогиба штанги, равной 0,5d, растягивающие напряжения увеличиваются в 5 раз. Для искривленных и сильно искривленных скважин применяют шарнирные муфты. Благодаря наличию двух шарниров муфта может изгибаться в двух взаимно перпендикулярных плоскостях. Применение подобных муфт позволяет уменьшить напряжения, возникающие в результате изгиба, а также нормальные силы, обусловленные трением штанг о насосно-компрессорные, трубы.

Помимо штанг со сплошным сечением применяют полые штанги для привода скважинного насоса с использованием внутрискважинной депарафинизации, деэмульсации, ингибирования - в этих случаях по внутренней полости штанг подается с поверхности к насосу соответствующий химический реагент. Кроме того их используют для отбора продукции при одновременно-раздельной эксплуатации пластов, а также при необходимости подъема пластовой

жидкости с повышенной скоростью, например для предотвращения образования песчаных пробок.

Наиболее распространена конструкция полых штанг с приваренной головкой, имеющей накатанную резьбу для соединения штанг муфтами.

В настоящее время разработана конструкция полых штанг с наружным диаметром тела – 42 мм, внутренним – 35 мм. Материалы – сталь 45 или 35. Поверхность штанг обрабатывается ТВЧ и имеет твердость HRC 48...53. Головка приваривается к телу штанги.

Одним из важнейших требований к резьбовым соединениям колонны является обеспечение их герметичности.

Применение полых штанг требует применения специального устьевого оборудования: гибких шлангов или коленчатых шарнирных соединений, позволяющих отводить пластовую жидкость из перемещающейся колонны к неподвижному трубопроводу нефтепромыслового коллектора.

#### Вопрос 4.19. Расчет и конструирование колонны штанг

Во время двойного хода (цикла) нагрузка на штанги переменна, поэтому при расчете штанг на прочность исходят не из максимальных напряжений, определяющих статическую прочность, а из «приведенного» напряжения, учитывающего циклический характер приложения нагрузки:

$$\sigma_{np} = \sqrt{\sigma_{max} \cdot \sigma_a}, \quad (4.7)$$

где  $\sigma_{max}$  – максимальное напряжение цикла;

$\sigma_a$  – средняя амплитуда напряжений, равная полуразности между максимальным и минимальным напряжением цикла.

Для любого сечения колонны штанг на расстоянии  $x$  метров от плунжера насоса величины  $\sigma_a$  и  $\sigma_{max}$  определяют через среднее напряжение цикла  $\sigma_{cp}$  из следующих соображений:

$$\sigma_{cp} = \rho \cdot g \cdot \left( \frac{1}{2} \cdot \frac{D^2}{d^2} - 1 \right) \cdot L + \rho_m \cdot g \cdot x, \quad (4.8)$$

$$\sigma_a = 5750 \cdot \frac{D^2}{d^2} \cdot L + m_{cp} \cdot \rho_m \cdot \frac{\omega^2 \cdot S}{2} \cdot x, \quad (4.9)$$

$$\sigma_{max} = \sigma_a + \sigma_{cp}, \quad (4.10)$$

где  $D$  - диаметр плунжера в м;

$d$  - диаметр штанг в м;

$L$  – длина колонны штанг в м;  
 $m_{cp}$  – средний кинематический показатель станка-качалки;  
 $m_{cp} = 1,2$ ;  
 $\rho_s$  – плотность материала штанг в  $кг/м^3$ ;  
 $\omega$  – угловая скорость кривошипа станка-качалки в  $с^{-1}$ ;  
 $S$  – длина хода головки балансира станка-качалки в м;  
 $\rho$  – плотность жидкости в  $кг/м^3$ .

При применении ступенчатой колонны штанг длины ступеней колонн подбирают так, чтобы наибольшие значения приведенных напряжений для верхних сечений ступеней были одинаковы, т.е.

$$\sigma_{max_1} \cdot \sigma_{a_1} = \sigma_{max_2} \cdot \sigma_{a_2} = \dots = \sigma_{max_n} \cdot \sigma_{a_n}, \quad (4.11)$$

где  $\sigma_{max_1}, \sigma_{max_2}, \dots, \sigma_{max_n}$  – максимальные напряжения ступеней штанг в МПа;

$\sigma_{a_1}, \sigma_{a_2}, \dots, \sigma_{a_n}$  – средние амплитуды напряжений ступеней штанг в МПа.

Для штанг из углеродистых сталей приведенное напряжение равно 100 МПа, для углеродистых штанг с поверхностью, упрочненной дробеструйным наклепом, – 110 МПа, для легированных – 120 МПа.

Расчет ступенчатой колонны штанг связан с достаточно сложными и громоздкими вычислениями. Эта задача значительно облегчается применением специальной номограммы, составленной Я.А.Грузиновым (рис. 4.32).

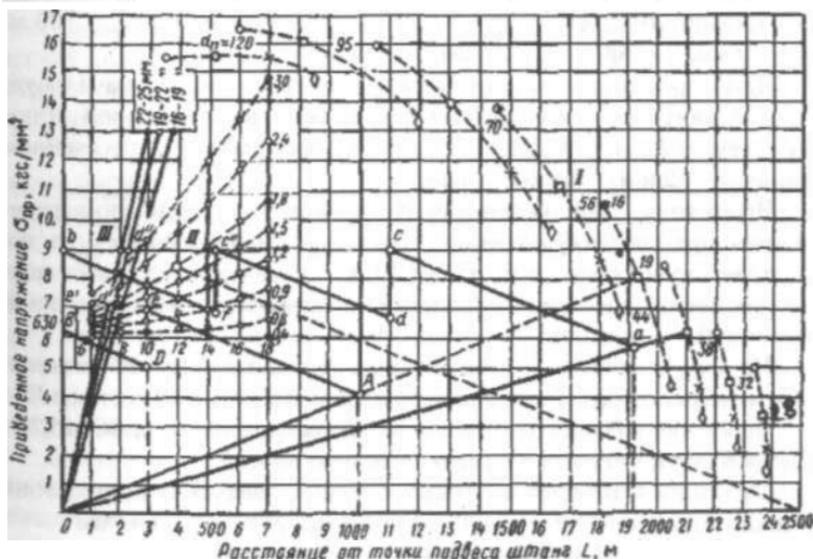


Рис. 4.32. Номограмма Я.А.Грузинова для расчета колонны штанг

По оси абсцисс отложены глубины спуска насоса, по оси ординат - значение определяемого приведенного напряжения.

Номограмма состоит из трех систем шкал и линий.

- *система I* представляет собой совокупность сочетаний применяемых диаметров насосов - 28; 32; 38; 44; 56; 70; 95 мм и штанг - 16; 19; 22; 25 мм. Наименьшему диаметру штанг соответствует верхняя точка на линии каждого насоса.

- *система II* в левой части выражает сочетания числа качаний в минуту  $n = 6; 8; 10; 12; 14; 16; 18$  и длины хода, обеспечиваемой приводом,  $S_0 = 0,45; 0,6; 0,9; 1,2; 1,5; 1,8; 2,4; 3,0$ .

- *система III* - вспомогательная и служит для расчета ступенчатых колонн. Расстояния между линиями этой системы и осью ординат выражают величину уменьшения приведенного напряжения  $a_n$  при переходе от ступени меньшего диаметра к ступени большего диаметра.

Диаграмма позволяет решать прямую и обратную задачу. Прямая - по заданным значениям диаметров штанг и их длинам определяют приведенное напряжение, т.е. выбирают материал, из которого изготовлены штанги. Обратная - по заданному приведенному напряжению определяют диаметр, длину и число ступеней штанг.

Порядок решения прямой задачи покажем на следующем примере. Определить значение приведенного напряжения  $\sigma_{пр}$  в точке подвеса штанг при глубине спуска насоса  $L = 1000$  м., диаметре плунжера насоса  $D = 44$  мм, числе двойных ходов в минуту  $n = 12$ , длине хода полированного штока  $S_0 = 1,8$  м. Колонна ступенчатая:  $l_1 \sim 700$  м,  $d_1 = 19$  мм;  $l_2 = 300$  м,  $d_2 = 22$  мм.

Для определения величины напряжений соединяем начальную точку номограммы  $0$  с точкой  $19$ , находящейся на пунктирной линии 44 системы  $I$ , а точку  $2500$  - с точкой, образованной пересечением линий  $n = 12$  и  $S_0 = 1,8$  системы  $II$ .

Через точку  $1000$  на оси абсцисс проводим вертикаль до пересечения с прямой  $0-19$  в точке  $A$ . Через эту точку проведем прямую, параллельную линии  $2500- (12-1,8)$ , до пересечения в точке  $e$  с перпендикуляром, восстановленным к оси абсцисс через лежащую на ней точку  $300$ .

Из точки  $e$  опускаем вертикаль длиной, равной отрезку  $e'd'$  - расстоянию между осью ординат и переводной линией  $0- (19-22)$  системы  $III$ .

Через точку  $D$  проводим прямую  $DB$ , параллельную линии  $2500- (12-1,8)$ , до пересечения с осью ординат в точке  $B$ .

Ордината  $OB$  будет выражать собой приведенное напряжение в точке подвеса штанг для данной колонны, равное  $6,3$  кгс/мм<sup>2</sup>.

С помощью номограммы можно просто решить и обратную задачу. Рассмотрим такой пример:

$a_{max} = 9$  кгс/мм<sup>2</sup>, диаметр насоса  $D = 38$  мм, глубина спуска  $X$ , - 1920 м, число ходов в минуту  $n$  - 12, длина хода  $S_g = 1,8$ .

Назначим диаметр нижней, т. е. первой ступени колонны 19 м и определим ее длину. Для этого соединим точку 0 номограммы с точкой 19, находящейся на пунктирной линии, соответствующей насосу 38 мм, а точку 2500 с точкой 12-2,8 системы II (по аналогии с решением предыдущей задачи).

Через точку а пересечения линий 0-19 с вертикалью 1920-а проводим прямую, параллельную линии 2500- (12-1, 8), до пересечения ее в точке с с горизонталью 9, соответствующей максимальному допустимому значению напряжений. Из этой точки опускаем перпендикуляр  $cd$ , равный по высоте отрезку  $bd''$  между переводной линией 0- (19-22) и осью ординат. Через точку  $d$  отрезка  $cd$  снова проводим прямую, параллельную линии 2500- (12-1,8), до пересечения в точке  $c''$  с горизонталью 9. Продолжая аналогичное построение до пересечения линий  $fb$  с осью ординат, получим число ступеней, равное 3, а длины  $l_1 = 1920 - 1100 = 820, l_2 = 1100 - 530 - 570, l_3 = 570$ .

Таким образом, с достаточной для практики точностью можно быстро проверить, удовлетворяет ли имеющаяся колонна условию прочности - пример I, либо по заданным напряжениям подобрать конструкцию колонны.

#### **Вопрос 4.20. Утяжеленный низ колонны штанг**

Анализ обрывов колонны штанг при работе с насосами различных диаметров показал, что их разрушение при работе с насосами малых диаметров происходит в основном в верхней части колонны, а при работе с насосами больших диаметров - в нижней части колонны. В средней части колонны обрывы редки.

Обрывы штанг в верхней части колонны обусловлены усталостными растягивающими напряжениями, величина которых в нижней части мала. Причина обрыва штанг в нижней части у насоса - продольный изгиб штанг, приводящий к увеличению амплитуды напряжений  $\sigma_{изг}$ . При увеличении диаметра плунжера и числа качаний увеличивается как сила трения плунжера о стенки цилиндра, так и сила, обусловленная гидравлическим сопротивлением при прохождении жидкости через канал в плунжере и нагнетательный клапан. Суммарная сила сопротивления при движении вниз плунжера насоса диаметром 70 ... 120 мм составляет 2,5 ... 3 кН.

Для устранения продольного изгиба нижней части колонны штанг применяют утяжеленный низ (рис. 4.33), собираемый из сплошных штанг большого сечения диаметром 40 мм. Он состоит из секций длиной 4 ... 5 м, весом около 60 кг. Чем больше диаметр насоса, тем большее число секций должен иметь утяжеленный низ. Так, например,

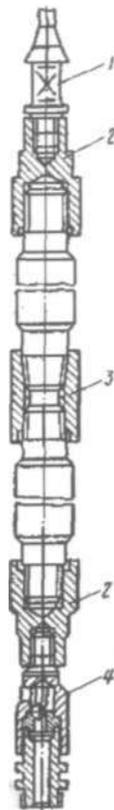


Рис. 4.33. Утяжеленный низ колонны штанг:  
1- штанги; 2 - переводник,  
3 - соединительная муфта;  
4 - переводник к насосу

3-4 секции предотвращают заедание плунжера. Вес низа выбирается таким, чтобы обеспечить работу его верхней штанги в режиме растяжения. В противном случае возможен быстрый выход из строя штанги, соединенной с низом, в результате дополнительных напряжений от изгиба.

Для предупреждения аварий (обрыва штанг) и выяснения их причин необходимо ведение документации, в которой должно быть отражено:

- дата спуска штанг;
- марка стали и вид поверхностной обработки и термообработки;
- число и размер штанг колонны;
- номер оборвавшейся штанги (ее место в колонне);
- место обрыва в штанге (по резьбе, по телу штанги, по муфте);
- режим работы скважинного насоса и его изменения.

#### **Вопрос 4.21. Эксплуатация, транспортировка и хранение штанг**

Работоспособность насосных штанг в большей степени зависит от соблюдения правил их эксплуатации, транспортировки и хранения. Для максимального увеличения срока службы штанг и межремонтного периода необходимо соблюдать следующие правила.

1. Нельзя допускать составление колонны или отдельных ее ступеней из штанг, изготовленных из разных марок сталей. На случай обрыва следует иметь на мостах 3 ... 4 запасные штанги с надетыми на резьбу предохранительными колпачками,

2. Надежная работа резьбовых соединений обеспечивается правильным свинчиванием штанг. Исправное резьбовое соединение должно свободно свинчиваться «от руки» до соприкосновения торца муфты с буртом штанги.

При свинчивании должны соблюдаться следующие оптимальные соотношения диаметра штанг и крутящего момента: 16 мм - 300 Н·м, 19 мм - 470 Н·м, 22 мм - 700 Н·м, 25 мм - 1070 Н·м

При разборке колонны запрещается обстукивание муфты ключом.

С трудом развинчиваемое соединение необходимо разбирать, используя ключ с рукояткой длиной 1 м. Штанги и муфты с поврежденными торцами и не дающие плотного стыка следует браковать.

3. При спуске или подъеме колонны штанг необходимо следить за правильностью зарядки элеватора. В противном случае возможен изгиб штанги. Изогнутые штанги нельзя выпрямлять, их бракуют. Лучший способ хранения штанг при подземном ремонте - их подвешивание на люстре.

4. Наиболее часто встречающаяся причина изгиба штанг - неправильное их хранение и транспортировка. Штанги поставляются в пакетах с плотно навинченными на один конец муфтами. Для предохранения резьбы от повреждения на концы штанг навинчиваются предохранительные колпачки, а муфты закрываются деревянными пробками.

При погрузке и выгрузке пакетов со штангами необходимо использовать автокран со специальной траверсой, имеющей не менее трех подвесок. Подъем более одного пакета не разрешается.

5. Хранить штанги необходимо в пакетах, уложенных на стеллажах.

6. При транспортировке штанг нельзя допускать их провисания, для чего используют специальные приспособления. Не допускается совместная перевозка штанг и других предметов. Штанги перевозятся на специальных агрегатах АПШ, смонтированных на базе ЗИЛ-531В. Эти агрегаты обеспечивают механизированную погрузку и разгрузку насосных штанг.

#### **Вопрос 4.22. Насосно-компрессорные трубы**

При штанговой эксплуатации каналом для подъема жидкости от насоса на поверхность служат насосно-компрессорные трубы. В ряде случаев, например в установках беструбной эксплуатации, колонна НКТ отсутствует. Ее функции выполняют либо полые штанги, либо эксплуатационная колонна. Насосно-компрессорные трубы применяются не только при всех способах эксплуатации нефтяных скважин, но и при подземном ремонте - промывке песчаных пробок, гидроразрыве пласта, солянокислой обработке и т. д.

Условия работы труб при штанговой эксплуатации наиболее тяжелые: нагрузка на трубы определяется не только собственным весом колонны, но и циклической нагрузкой, обусловленной весом откачиваемой жидкости, а также силами трения. Кроме того колонна труб должна выдержать дополнительную нагрузку - вес штанг в случае их обрыва. Помимо этого они подвергаются изгибу при искривленном стволе скважины и воздействию коррозионной среды.

Тяжелые условия работы труб определяют их материал и технологию производства: их изготавливают методом горячей прокатки

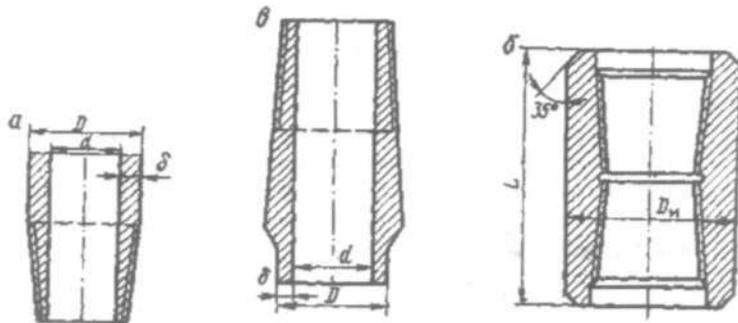


Рис. 4.34. Муфта (а) и насосно-компрессорные трубы:  
 а – неравнопрочная; б – равнопрочная

из углеродистых или легированных сталей двух типов – гладкие и с высаженными концами. На обоих концах труб имеется резьба для соединения их друг с другом при помощи муфт (рис. 4.34). Насосно-компрессорные трубы выпускаются из сталей группы прочности Д, К, Е, Л, М.

#### Вопрос 4.23. Расчет колонны насосно-компрессорных труб

В процессе работы скважинного насоса при ходе штанг вверх вес поднимаемого ствола жидкости воздействует на штанги, а при ходе вниз переносится на трубы. Наиболее, нагруженной трубой в подвешенной колонне является верхняя. Максимальная нагрузка, действующая на нее, при обрыве колонны штанг определяется из выражения:

$$P = P_{тр} + P_{ж} + P_{шт}, \quad (4.12)$$

где  $P_{тр}$  – вес труб;

$P_{ж}$  – вес жидкости в трубах;

$P_{шт}$  – вес колонны штанг.

Зная коэффициент запаса прочности  $n \geq 1,5$  и площадь поперечного сечения тела трубы по первой нитке полной нарезки –  $F_0$ , можно определить допустимое напряжение  $[\sigma]$ , возникающее в верхнем сечении тела трубы по формуле:

$$[\sigma] = \frac{P \cdot n}{F_0}, \quad (4.13)$$

пользуясь которым, по пределу текучести, можно выбрать группу прочности насосно-компрессорной трубы.

Эти формулы позволяют рассчитывать трубы на прочность при растяжении. Трубы при этом разрываются по основанию первого вит-

ка полной нарезки. Помимо этого возможен выход нарезанной части трубы из муфты. Прочность резьбового соединения характеризуется сдвигающей нагрузкой и определяется по формуле:

$$P_{свр} = \frac{\pi \cdot D_{ср} \cdot b \cdot \sigma_m}{1 + \frac{D_{ср}}{2 \cdot l} \cdot ctg(\alpha + \beta)}, \quad (4.14)$$

где  $D_{ср}$  – средний диаметр трубы по первой нитке резьбы, м;  
 $b$  – толщина стенки трубы по впадине первой полной нитки нарезки, м;

$\sigma_T$  – предел текучести материала труб, Па;

$l$  – длина нарезки с нитками полного профиля, м;

$\alpha$  – угол подъема резьбы;

$\beta$  – угол трения металла по металлу.

#### Вопрос 4.24. Кинематика станка-качалки

Кинематическая схема преобразующего механизма балансирующего станка-качалки представляет четырехзвенник  $OBCD$  (рис. 4.35.). Неподвижное звено –  $OD$  (расстояние от  $O$  до  $D$ ), подвижные звенья – кривошип  $r$ , шатун  $l$  и заднее плечо балансира  $b$ .

При вращении кривошипа точка  $C$  описывает окружность радиуса  $r$ , а точка  $B$  движется по дуге радиуса  $b$ .

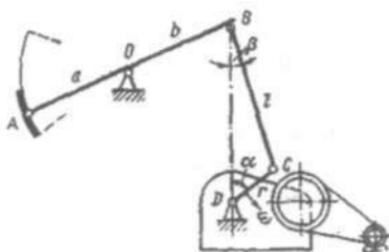


Рис. 4.35. Кинематическая схема балансирующего станка-качалки

Для упрощения определения закона движения точки  $B$  в расчетах делают некоторые допущения, а именно:

- точка  $B$  движется не по дуге, а по прямой;
- принимают  $r/l = 0$ ;  $r/b = 0$ , т. е. считают, что радиус кривошипа намного меньше длины балансира;
- угол  $\beta$ , образованный шатуном и линией, соединяющей центр кривошипа, с точкой  $B$ , принимают равным нулю.

В этом случае закон движения точки  $B$  соответствует закону движения поршня насоса с кривошипно-шатунным механизмом.

При уточненных расчетах учитывают конечную длину шатуна, так как при значительной длине хода (4,5 ... 6 м) отношение радиуса кривошипа к длине шатуна  $r/l$  становится значительной величиной. Однако и в этом случае делают допущение, считая, что траектория движения точки  $B$  прямолинейна.

При точных расчетах учитывают и кривизну траектории движения точки В, что позволяет уменьшить погрешность расчета.

Найдем закон движения точки подвеса штанг, т. е. определим путь, скорость и ускорение точки В во времени.

Путь  $S$ , пройденный точкой В при повороте кривошипа на угол  $\alpha$  (точка В займет новое положение  $B_1$ ), равен:

$$S_B = B_1B = BD - B_1D,$$

тогда  $BD$  будет равно  $r + l$ , а из треугольника  $BCD$  следует  $B_1D = r \cdot \cos \alpha + l \cdot \cos \beta$ , откуда:

$$S_B = r + l - r \cdot \cos \alpha - l \cdot \cos \beta = r \cdot (1 - \cos \alpha) + l \cdot (1 - \cos \beta)$$

С учетом допущений, принятых в элементарной теории, что  $\beta = 0$ , будем иметь:

$$S_B = r \cdot (1 - \cos \alpha). \quad (4.15)$$

Скорость движения точки В будет равна:

$$v_B = \omega \cdot r \cdot \sin \alpha, \quad (4.16)$$

а ускорение:

$$w_B = \omega^2 \cdot r \cdot \cos \alpha \quad (4.17)$$

Путь, скорость и ускорение точки А определяются соотношением плеч балансира  $a$  и  $b$ :

$$\left. \begin{aligned} S_A &= \frac{a}{b} \cdot r \cdot (1 - \cos \alpha) \\ v_A &= \frac{a}{b} \cdot \omega \cdot r \cdot \sin \alpha \\ w_A &= \frac{a}{b} \cdot \omega^2 \cdot r \cdot \cos \alpha \end{aligned} \right\} \quad (4.18)$$

здесь  $\omega$  – угловая скорость вращения кривошипа.

Графики изменения скорости и ускорения точки подвеса колонны штанг – это синусоида и косинусоида соответственно. Графическое изображение см. аналогично рис. 1.2.

Более точно закономерность изменения перемещения, скорости и ускорения точки подвеса штанг может быть определена с помощью приближенной теории (приближенного расчета).

Кинематическое совершенство станка – качалки характеризуется коэффициентом:

$$m = \frac{w_{max}}{w_0},$$

где  $w_{max}$  – максимальное ускорение точки подвеса штанг станка – качалки, определяемое по точной теории,  
 $w_0$  – ускорение при гармоничном движении.

Для определения показателя  $m$  удобно пользоваться следующей формулой:

$$m = \frac{1 + \frac{r}{l}}{\sqrt{1 - \left(\frac{r}{b}\right)^2}} \quad (4.19)$$

В зависимости от глубины подвески насоса допустимый коэффициент кинематического совершенства изменяется и для глубоких скважин должен быть  $m < 1,3$ .

#### Вопрос 4.25. Силы, действующие в точке подвеса штанг

Нагрузка в точке подвеса штанг балансирного станка-качалки обусловлена:

- статическими нагрузками от силы тяжести жидкости и штанг, сил трения плунжера в цилиндре и штанг о трубы;
- силами инерции движущихся масс, возникающими при движении с ускорением колонны штанг, и столба жидкости;
- динамическими нагрузками, возникающими в результате вибрации штанг.

Практическое значение имеют суммарные минимальные и максимальные нагрузки на штанги, величина которых может быть определена либо непосредственно изменениями - динамометрированием, либо рассчитана.

Как уже было показано, максимальная величина статической нагрузки будет при ходе штанг вверх

С учетом сил инерции максимальная нагрузка в точке подвеса штанг будет:

$$P_{max} = P_{ж} + P_{ш} + P_{п} + P_{ин} \quad (4.20)$$

Минимальная нагрузка определится по формуле:

$$P_{min} = P_{ш} + P_{п} - P_{ж} - P_{ин} \quad (4.21)$$

где  $P_{ж}$  - вес жидкости находящейся над плунжером скважинного насоса в Я;

$P_{ш}$  - вес колонны штанг в воздухе в Я;

$b_p$  – коэффициент учитывающий погружение штанг в жидкость,  
 $b_p = 1 - \rho_x / \rho_{шт}$  (здесь  $\rho_x, \rho_{шт}$  – плотность жидкости и материала  
 штанг в кг/м<sup>3</sup>);

$S$  – длина хода головки балансира станка-качалки в м;

$n$  – число качаний в минуту головки балансира.

#### Вопрос 4.26. Принцип уравнивания станка-качалки

Работа привода ШСНУ сопровождается возвратно-поступательным перемещением колонны штанг. Определим работу, которую должен совершить двигатель в течение цикла работы скважинного насоса – при ходе штанг вверх и вниз. При этом пренебрежем силами трения и инерционными составляющими усилий.

Полагая уровень пластовой жидкости у приема скважинного насоса, найдем, что при ходе штанг вверх статическая нагрузка в точке подвеса штанг равна:

$$P_n = P_{шт} + P_x,$$

а при ходе вниз:

$$P_n = P_{шт},$$

где  $P_{шт}$  – вес колонны штанг в жидкости;

$P_x$  – вес столба жидкости над полной площадью сечения плунжера.

При ходе штанг вверх работа, которую необходимо затратить, расходуется на подъем столба жидкости (т. е. совершение полезной работы) и на подъем колонны штанг (т. е. на увеличение ее потенциальной энергии):

$$A_n = (P_{шт} + P_x) \cdot l$$

При ходе штанг вниз полезная работа по подъему пластовой жидкости не совершается, а выделяется накопленная потенциальная энергия:

$$A_n = -P_{шт} \cdot l.$$

В результате за полный цикл работы установки совершенная работа будет равна:

$$A_{\Sigma} = A_B + A_H = P_x \cdot l$$

Таким образом, полезная работа, совершаемая в течение двойного хода точки подвеса штанг, определяется работой по подъему столба жидкости на длину хода точки подвеса штанг.

В том случае, если привод установки не содержит устройств аккумулирующих потенциальную энергию колонны штанг при их ходе вниз и отдающих ее при ходе штанг вверх, то мощность приводного двигателя должна выбираться исходя из величины работы при ходе точки подвеса штанг вверх.

Соотношение мощностей двигателей установок с одними и теми же режимами работы, но отличающимися отсутствием или наличием уравновешивающего устройства, будет равно:

$$\frac{N_u}{N_y} = 2 \cdot \frac{P_{\text{шт}} + P_{\text{ж}}}{P_{\text{ж}}}. \quad (4.22)$$

Для наиболее часто используемых сочетаний колонн штанг и скважинных насосов это соотношение изменяется в пределах от 5 до 9 и более, что означает, что мощность двигателя неуравновешенного привода должна быть в 5 ... 9 раз больше, чем мощность двигателя уравновешенного.

Уравновешивающее устройство должно обладать достаточным запасом, энергоемкости и иметь возможность изменять ее величину в зависимости от конструкции внутрискважинного оборудования, используемого в ШСНУ.

#### **Вопрос 4.27. Грузовое уравновешивание станка-качалки**

Как уже отмечалось, равномерная нагрузка приводного двигателя штанговой насосной установки возможна только при наличии уравновешивающего устройства. В балансирных станках-качалках наиболее широко применяют уравновешивающие устройства, состоящие из грузов, установленных на балансирах и роторе.

Определим вес груза на балансирах, при котором установка будет уравновешена. Воспользуемся для этого элементарной теорией. Механическая работа сил инерции на полированном штоке будет равна нулю, так как при его разгоне силы инерции будут иметь положительный знак, а при торможении – отрицательный.

При установке на балансирах в точке  $B$  уравновешивающего груза  $G$  (рис. 4.36) механическая работа при ходе вверх и вниз будет соответственно равна (полагаем, что переднее плечо балансира равно заднему):

$$A_B = (P_{\text{ж}} + P_{\text{шт}}) \cdot S - G \cdot S; \quad A_H = -P_{\text{шт}} + G \cdot S.$$

Если в уравновешенном станке-качалке  $A_B = A_H$ , то, приравняв правые части уравнений, получим:

$$G = P_{\text{шт}} + \frac{P_{\text{ж}}}{2}.$$

Поскольку в реальных станках-качалках груз устанавливается в точке  $C$ , то с учетом различных длин плеч балансира, вес уравновешивающего груза будет равен:

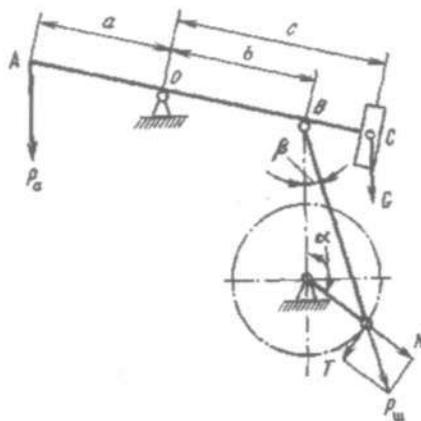


Рис. 4.36. Кинематическая схема балансирующего станка-качалки с балансирующим уравновешиванием

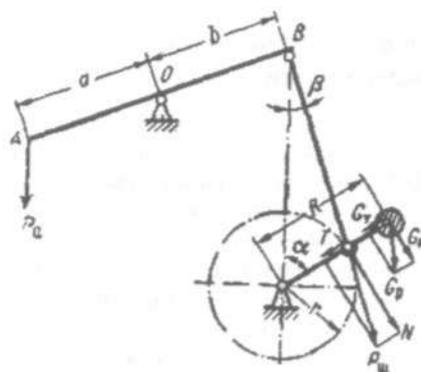


Рис. 4.37. Кинематическая схема балансирующего станка-качалки с роторным уравновешиванием

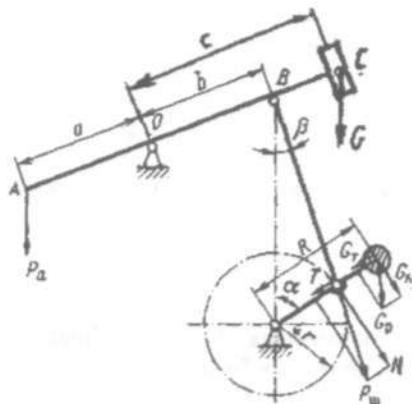


Рис. 4.38. Кинематическая схема балансирующего станка-качалки с комбинированным уравновешиванием

$$G = \left( P_{\text{ум}} + \frac{P_{\text{ж}}}{2} \right) \cdot \frac{a}{c} \quad (4.23)$$

Описанный способ уравнивания называется балансируемым. Он прост, но его основным недостатком является появление дополнительных инерционных сил, обусловленных наличием массы груза  $G$ . Инерционные силы отрицательно сказываются на работе всех деталей установки.

Этого недостатка нет у роторного способа уравнивания (рис. 4.37). Уравнивающий груз  $G_p$  монтируют на кривошипе. При ходе штанг вверх и вниз работа двигателя будет равна:

$$A_B = (P_{\text{ум}} + P_{\text{ж}}) \cdot S - G_p \cdot 2 \cdot R; \quad A_H = -P_{\text{ум}} \cdot S + G_p \cdot 2 \cdot R.$$

Приравняв правые части уравнений, получим (полагая, что  $a = b$ ):

$$G_p = \frac{S}{4 \cdot R} \cdot (2 \cdot P_{\text{ум}} + P_{\text{ж}}).$$

Но  $S = 2 \cdot r$ , а с учетом различной длины плеч балансира получим приближенно вес роторного груза:

$$G_p = \frac{r \cdot a}{R \cdot b} \cdot \left( P_{\text{ум}} + \frac{P_{\text{ж}}}{2} \right) \quad (4.24)$$

Приняв стандартное значение роторного груза, перемещая его по кривошипу, определим место его установки по формуле:

$$R = \left( P_{\text{ум}} + \frac{P_{\text{ж}}}{2} \right) \cdot \frac{a \cdot r}{b \cdot G_p} \quad (4.25)$$

При роторном уравнивании инерционные усилия, возникающие при движении грузов воспринимаются только подшипниками кривошипного вала и при его постоянной угловой скорости вращения не передаются на другие детали установки.

При комбинированном уравнивании на балансире устанавливают уравнивающий груз  $G$  (рис. 4.38).

Вес груза на роторе определяется следующим образом:

При ходе штанг вверх и вниз работа, затрачиваемая двигателем, равна:

$$A_B = (P_{\text{ум}} + P_{\text{ж}}) \cdot S_A - G \cdot S_B - G_p \cdot 2 \cdot R;$$

$$A_H = -P_{\text{ум}} \cdot S_A + G \cdot S_B + G_p \cdot 2 \cdot R,$$

где  $S_A$  — перемещение точки подвеса штанг;

$S_B$  — перемещение центра тяжести на балансире по вертикали.

Определим величину груза  $G_p$  задавшись значением веса груза  $G$ . Для этого, приравняв правые части уравнений, получим:

$$G_p = \frac{S_A}{2 \cdot R} \cdot \left( P_{ум} + \frac{P_{\infty}}{2} \right) - \frac{S_B \cdot G}{2 \cdot R}.$$

Но  $S_A = \frac{a}{b} \cdot 2 \cdot r$ ,  $S_B = \frac{c}{b} \cdot 2 \cdot r$  тогда получим приближенно:

$$G_p = \frac{a \cdot r}{b \cdot R} \cdot \left( P_{ум} + \frac{P_{\infty}}{2} \right) - \frac{c \cdot r}{b \cdot R} \cdot G. \quad (4.26)$$

Приняв стандартное значение роторного груза, определим место его установки по формуле:

$$R = \frac{a \cdot r}{b \cdot G_p} \cdot \left( P_{ум} + \frac{P_{\infty}}{2} \right) - \frac{c \cdot r}{b \cdot G_p} \cdot G. \quad (4.27)$$

Комбинированное уравновешивание применяют в основном на средних по мощности станках-качалках, где использование балансирующего уравновешивания привело бы к появлению значительных сил инерции от противовеса.

Уравновешенность установки контролируют замером величины тока электродвигателя, максимальные значения которого при ходе штанг вверх и вниз должны быть одинаковыми.

#### Вопрос 4.28. Крутящий момент на кривошипе станка-качалки

Крутящий момент на кривошипном валу редуктора станка-качалки определяется по формуле:

$$M_{кр} = T \cdot r, \quad (4.28)$$

где  $T$  – тангенциальное усилие.

Тангенциальное усилие определяется по формуле:

$$T = c_1 \cdot \sin \varphi + \frac{c_2}{2} \cdot \sin(2 \cdot \varphi), \quad (4.29)$$

где  $c_1$  – статический коэффициент,  $c_2$  – динамический коэффициент, которые определяются при ходе колонны штанг вверх и вниз при различных способах уравновешивания по таблице 1.10 [9].

Определим графически максимальное значение тангенциальной силы. График, характеризующий

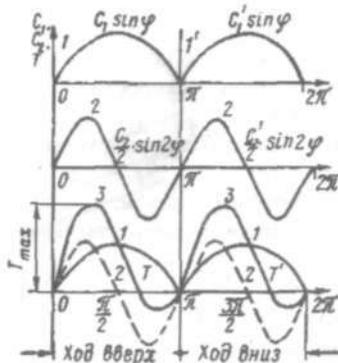


Рис. 4.39. Диаграмма усилий на пальце кривошипа

изменение тангенциального усилия за время оборота кривошипа, приведен на рис. 4.39. Он является суммой двух синусоид  $c_1 \cdot \sin \varphi$  и характеризует изменение статических сил за оборот кривошипа и  $c_2 \cdot \sin 2 \cdot \varphi$  – изменение динамических сил.

Из графика видно, что максимальное значение усилия достигается два раза, при положении кривошипа, соответствующем углу  $\varphi_1 = 45...60^\circ$  и  $\varphi_2 = 225...240^\circ$ .

#### Вопрос 4.29. Мощность электродвигателя станка-качалки

Для приведения в действие балансирного станка-качалки приводной двигатель должен обеспечить создание на кривошипном валу редуктора момента  $M_{xp}$ . Эффективная мощность станка-качалки:

$$N_{xp} = M_{xp} \cdot \omega.$$

При постоянстве угловой скорости  $\omega$  и радиуса кривошипа  $r$  мощность за время полного оборота кривошипа будет определяться по тому же закону, что и тангенциальное усилие.

Эффективная мощность станка-качалки определяется исходя из среднего квадратического значения крутящего момента:

$$N_{xp} = \omega \cdot r \cdot \sqrt{\frac{1}{\pi} \cdot \int_0^\pi T^2 \cdot d\varphi},$$

что с учетом формулы (4.26), можно записать как:

$$N_{xp} = \omega \cdot r \cdot \sqrt{\frac{1}{\pi} \cdot \left[ c_1^2 \cdot \int_0^\pi \sin^2 \varphi \cdot d\varphi + c_1 \cdot c_2 \cdot \int_0^\pi \sin \varphi \cdot \sin(2 \cdot \varphi) \cdot d\varphi + \frac{c_2^2}{4} \cdot \int_0^\pi \sin^2(2 \cdot \varphi) \cdot d\varphi \right]}. \quad (4.30)$$

Для определения точного значения мощности двигателя строят нагрузочные диаграммы, характеризующие изменение мгновенной мощности в течение двойного хода. На их основе методом эквивалентного тока или мощности определяют необходимую номинальную мощность двигателя по условиям нагрева. Выбранный двигатель должен быть проверен по условию пуска и условию преодоления пиковой нагрузки.

Двигатели с кратностью начального пускового момента по отношению к номинальному, равному не менее 1,8...2,0, могут использоваться для привода станков-качалок. При хорошем уравновешивании установок кратность максимального момента к номинальному, с учетом перегрузок и возможности понижения напряжения в сети, должна составлять 2,1...2,3.

Продифференцировав и подставив пределы, получим:

$$N_{эф} = \omega \cdot r \cdot \sqrt{\frac{c_1^2}{2} + \frac{c_2^2}{8}} \quad (4.31)$$

Применение этой формулы, основанной на элементарной теории, возможно лишь для скважин с небольшой глубиной подвески насоса при работе с малым числом двойных качаний.

Для определения мощности установок с большой глубиной подвески и значительным числом ходов можно пользоваться формулой Д.В. Ефремова:

$$N = 0,0409 \cdot \pi \cdot D_{ns}^2 \cdot S \cdot n \cdot \rho \cdot g \cdot H \cdot \left( \frac{1 - \eta_n \cdot \eta_{ск}}{\eta_n \cdot \eta_{ск}} + \eta_0 \right) \cdot k, \quad (4.32)$$

где  $D_{ns}$  - диаметр плунжера;

$S$  - длина хода полированного штока;

$n$  - число двойных качаний в минуту;

$\rho$  - плотность откачиваемой жидкости;

$H$  - высота подъема жидкости;

$\eta_n$  - КПД насоса;

$\eta_{ск}$  - КПД станка-качалки;

$\eta_0$  - коэффициент подачи;

$k$  - коэффициент, учитывающий степень уравновешенности станка-качалки ( $k = 1,2$  для уравновешенного и  $k = 3,4$  для неуравновешенного станка-качалки).

#### Вопрос 4.30. КПД штанговой насосной установки

КПД установки определяется произведением КПД ее основных элементов и зависит от потерь энергии в них. Определение потерь в общем виде весьма сложно, так как они изменяются в зависимости от режима работы скважин, степени изношенности оборудования, кроме того на них существенно влияют другие факторы, усложняющие условия эксплуатации ШСНУ.

КПД подземной части установки характеризует потери энергии между поверхностью и глубинным насосом;

Таблица 4  
Ориентировочные значения КПД отдельных систем

Система	Суммарный КПД, %
Скважинный насос	70...75
Колонна труб и штанг	80...90
Балансирный станок-качалка: современной конструкции	70...80
старой конструкции	50

КПД скважинного насоса обусловлен коэффициентами наполнения  $\eta_{\text{нал}}$  и гидравлическим  $\eta_r$ , зависящими от утечек в клапанах и паре плунжер - цилиндр;

КПД колонны штанг и труб обусловлен механическими потерями при трении, потерями энергии при деформации штанг и труб, гидравлическим сопротивлением штанг и труб течению жидкости;

КПД наземной части установки обусловлен потерями в станке-качалке (потери в клиноременной передаче, редукторе, подшипниках, канатной подвеске), а также потерями на трение полированной штанги в устьевом сальнике.

Таким образом, общий КПД установки составляет 0,4..0,55, но может быть и ниже (при изношенности подземного оборудования).

### **Вопрос 4.31. Подбор оборудования для штанговой насосной установки**

**Первый этап** - определение (выбор) насоса. Задаваясь его производительностью, определяют с учетом коэффициента наполнения, равного 0,8, его диаметр при различных сочетаниях длин ходов числа двойных качаний  $n$ . Последние определяют по паспорту станка-качалки, если он уже установлен на скважине, либо назначают с учетом параметров балансирных станков-качалок.

При этом необходимо стремиться к возможно большей длине хода плунжера насоса, так как это позволяет применять насос меньшего диаметра (меньше величины утечек, меньше силы трения) и уменьшает число циклов нагружения штанг (это также увеличивает их долговечность).

**Второй этап** - подбор колонны штанг. Определив диаметр насоса, длину хода плунжера и число качаний, определяют (подбирают) конструкцию колонны штанг, после чего подсчитывают деформацию колонны.

**Третий этап** - выбор колонны труб. Трубы, как правило, подбирают из конструктивных соображений, исходя из типа насоса - вставного или трубного. После чего их проверяют на прочность. Желательно применять равнопрочные трубы с высаженными концами, обеспечивающие максимальную глубину спуска насоса. Подобрать колонну труб, определяют ее деформацию при работе насоса.

**Четвертый этап** - выбор типа станка-качалки. По результатам первых трех этапов определяют необходимую длину хода точки подвеса Штанг с учетом деформации штанг и труб, а также максимальную нагрузку на полированный шток. На основании этих данных подбирают станок-качалку, удовлетворяющий требуемым параметрам. Если такого станка нет среди применяемых моделей (например длина получается

завышенной), повторяют первые два этапа, задаваясь маркой насоса, обеспечивающего необходимую производительность.

Выбранный станок-качалка должен обладать некоторым запасом максимальной величины нагрузки в точке подвеса штанг, в длине хода и числе качаний, чтобы впоследствии при эксплуатации скважин была возможность изменять их как в сторону уменьшения, так и увеличения.

После выбора модели станка-качалки рассчитывают уравновешивание и проверяют соответствие необходимого максимального крутящего момента паспортному его значению.

Тип наземной части установки определяется, исходя из условий ее работы. Балансирные станки-качалки с балансирным уравновешиванием используют на мелких скважинах с небольшим числом качаний. Наиболее универсальны установки с роторным и комбинированным уравновешиванием.

**Пятый этап** - выбор приводного электродвигателя. Для этого, зная тангенциальное усилие на пальце кривошипа, определяют мощность приводного двигателя, частота вращения вала которого назначается исходя из передаточного отношения редуктора и клиноременной передачи.

Выбор оборудования и режимов работы по изложенной выше методике - сложная и трудоемкая задача, для решения которой А.Н. Адониным была составлена диаграмма (рис. 4.40, 4.41). Для станков - качалок по ГОСТ 5866-66. Диаграмма дает возможность быстро подбирать оборудование по заданным значениям дебита и высоты подъема жидкости.

Диаграммы построены на основе следующих исходных данных:

- плотность откачиваемой жидкости принята равной  $900 \text{ кг/м}^3$ ;
- динамический уровень находится у приема насоса;
- коэффициент наполнения насоса равен 0,85.

Сплошные ломаные линии указывают границы зон применения станка-качалки одного типа, а пунктирные - границы областей в этих зонах.

Каждой зоне области соответствует насос (плунжер) определенного диаметра в мм (на диаграмме показан цифрой в кружке).

При подборе оборудования глубиннонасосной установки и режима его работы сначала определяют тип станка-качалки и диаметр плунжера глубинного насоса, которые находят пересечением проекций дебита и глубины спуска насоса на осях  $Q$  и  $H$ .

Тип насоса определяют в зависимости от глубины подвески. При глубинах больше 1000 м следует применять вставные насосы.

Конструкция колонны штанг и труб определяется с помощью данных таблицы 1.11 [12].

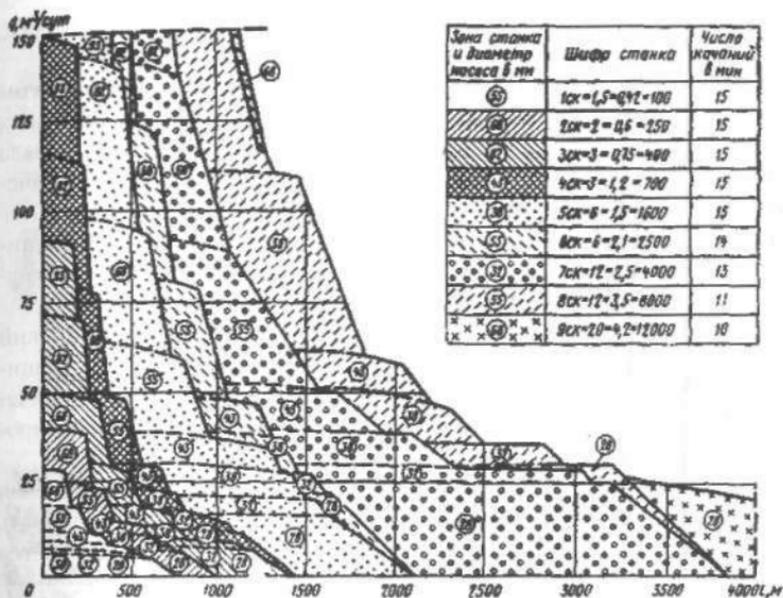


Рис. 4.40. Диаграмма Адонина А.М. для базовых моделей станков-качалок

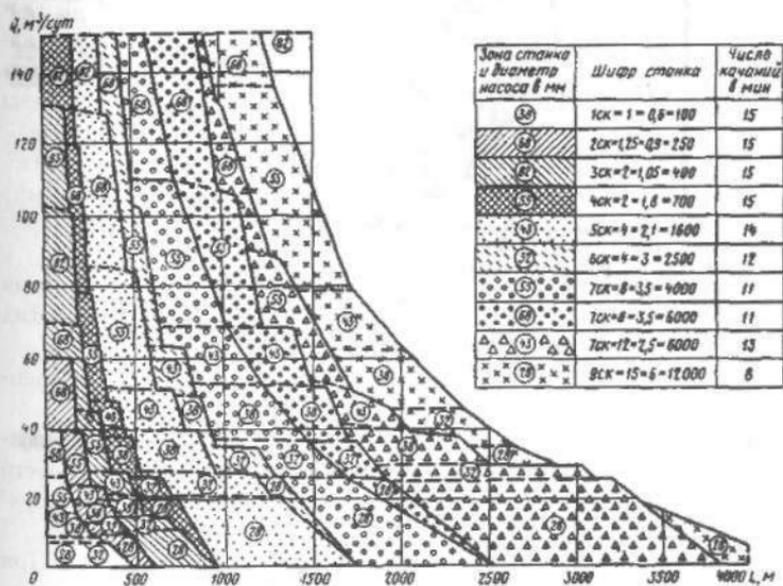


Рис. 4.41. Диаграмма Адонина А.М. для модифицированных моделей станков-качалок

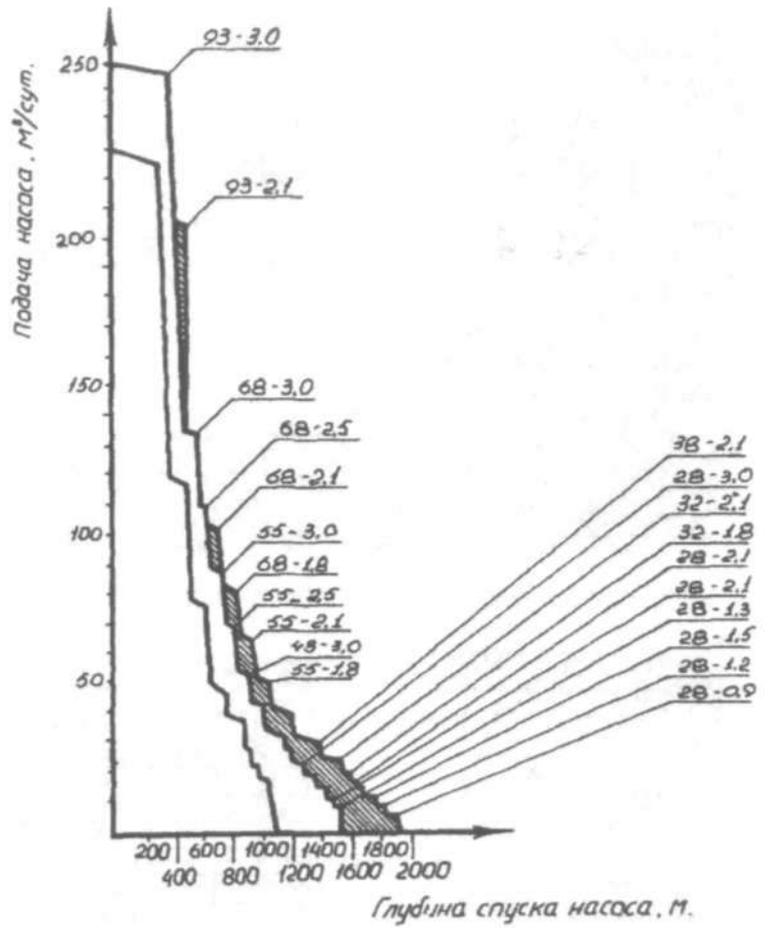


Рис. 4.42. Диаграмма области применения станков - качалок СК5-3-2500 (при числе качаний 12 в мин, чистая зона) и СК6-2,1-2500 (при числе качаний 14 в мин, заштрихованная зона)

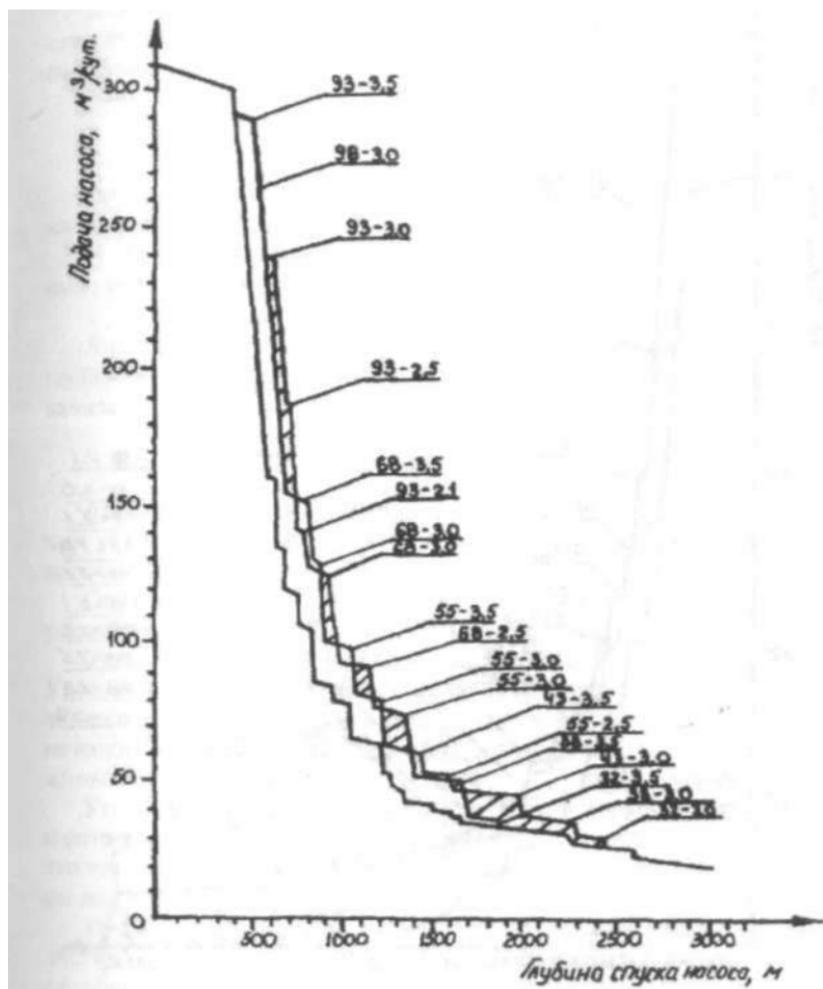


Рис. 4.43. Диаграмма области применения станков - качалок СКЭ-3,5-5600 (чистая зона) и СК 10-3-5600 (заштрихованная зона) при числе качаний 12 в мин.

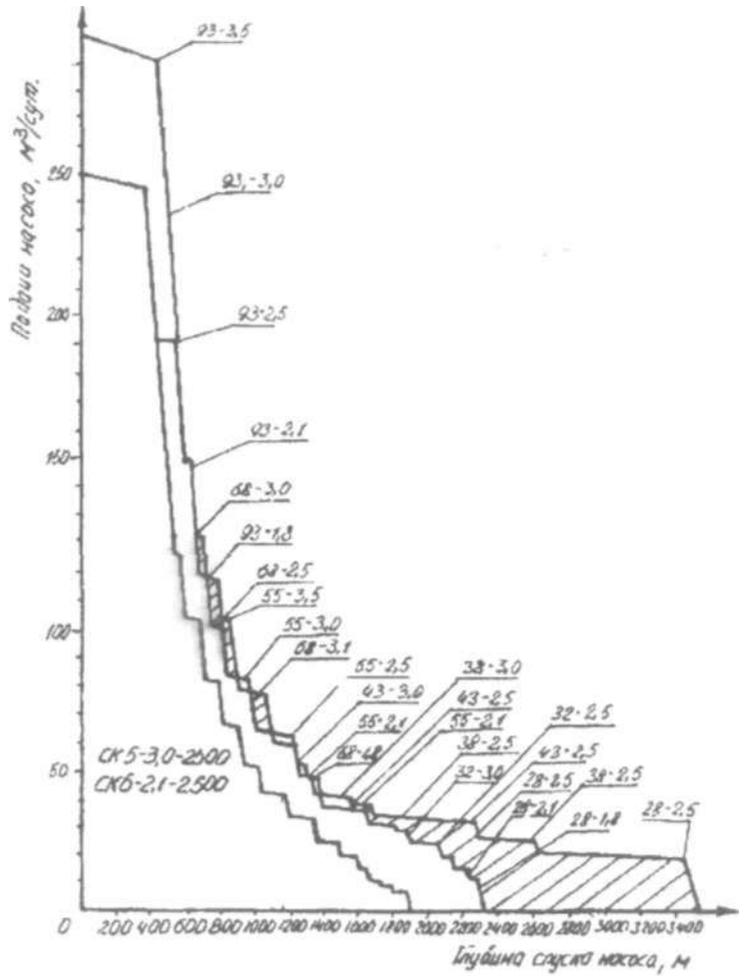


Рис. 4.44. Диаграмма области применения станков - качалок СК8-3.5-4000 (чистая зона) и СК12-2.5-4000 (заштрихованная зона) при числе качаний 12 в мин.

Для определения числа качаний при заданной производительности глубинного насоса при максимальной длине хода используют соотношение:

$$n_1 = n_{\max} \cdot \frac{Q_1}{Q_{\max}},$$

где  $n_{\max}$  - максимальное число качаний, установленное для станка-качалки;

$Q_{\max}$  - максимальная добыча, соответствующая верхней границе поля данного насоса, в м<sup>3</sup>/сут;

$Q_1$  - заданная добыча в м<sup>3</sup>/сут.

Аналогичные диаграммы были созданы и для станков - качалок по ГОСТ 5866-76, которые обычно приводятся в паспорте станка - качалки.

### **Вопрос 4.32. Устьевое оборудование ШСНУ**

Арматура устьевая АУШ-65/50г14 предназначена для герметизации устья скважин, эксплуатируемых штанговыми скважинными насосами.

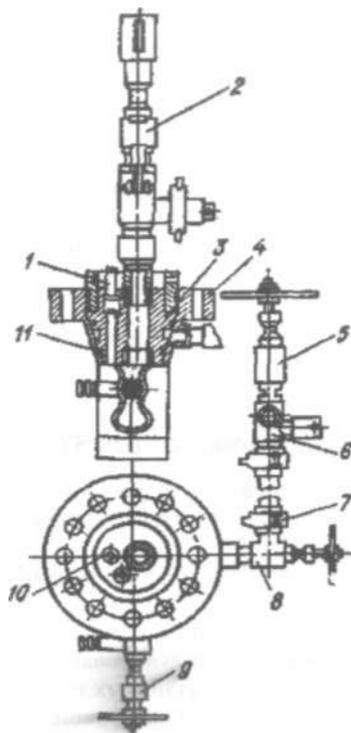
Она состоит (рис. 4.45) из устьевого патрубка с отборником проб 6, угловых вентилей 5, 8, 9 и перепускного клапана 10.

Устьевой патрубок 4 имеет два отвода с угловыми вентилями 8 и 9. Угловой вентиль 9 и его отвод предназначен для регулирования давления в затрубном пространстве и проведения различных технологических операций, связанных с ремонтом и профилактикой скважины.

Угловые вентили 5 и 8 перекрывают потоки нефти. К угловому вентилю 8 крепится быстросборная муфта 7, позволяющая быстро отсоединить выкидную линию и освободить пространство у скважины для проведения работ при ремонте и исследовании скважины.

Трубная подвеска 3, имеющая два уплотнительных кольца 11, является основным несущим звеном насосно-компрессорных труб с глубинным насосом на нижнем конце и сальниковым устройством 2 наверху. Отличительная особенность сальника - наличие пространственного шарнира между головкой сальника (содержащей уплотнительную набивку) и тройником. Шарнирное соединение, обеспечивая самоустановку головки сальника при несоосности сальникового штока с осью ствола скважины, исключает односторонний износ набивки, увеличивает срок службы сальника, одновременно облегчает смену набивки.

Сальник рассчитан на повышенные давления на устье скважины и обеспечивает надежное уплотнение штока при однотрубных системах сбора нефти и газа.



**Рис. 4.45. Устьевая арматура типа АУШ:**

- 1 - отверстие для проведения исследовательских работ;
- 2 - сальниковое устройство; 3 - трубная подвеска; 4 - устьевой патрубков;
- 5, 8, 9 - угловые вентили;
- 6 - отборник проб; 7 - быстросборная муфта; 10 - перепускной клапан;
- 11 - уплотнительное кольцо

верхностей сальникового штока, набивки и вкладышей. Для надежного уплотнения шаровой головки предусмотрено уплотнительное кольцо 5.

Два стопора 4 в нижней части шаровой головки не позволяют вращаться вокруг своей оси при затяжке крышки.

Шаровая головка крепится к тройнику 1 двумя откидными болтами 14, укрепленными на тройнике пальцами 15, которые входят в проушины болтов. Тройник снабжен быстросборным соединением для подсоединения к выкидной линии.

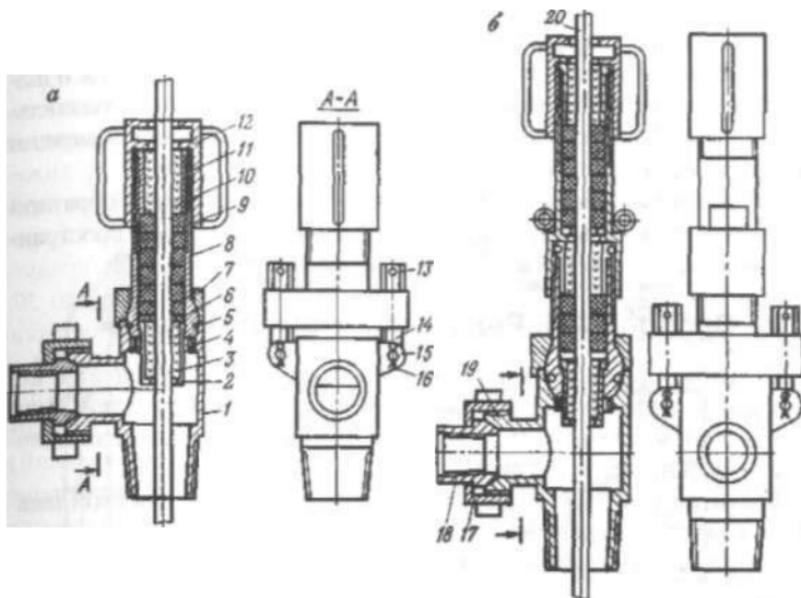
Корпус трубной головки имеет отверстие 1 для выполнения исследовательских работ.

Продукция скважины поступает через боковое отверстие трубной подвески. Для снижения давления в затрубном пространстве путем перепуска продукции в трубную часть предусмотрен перепускной клапан 10.

Устьевые сальники изготавливаются двух типов: СУС1 - с одинарным уплотнением (для скважин с низким статическим уровнем и без газопровывлений); СУС2 - с двойным уплотнением (для скважин с высоким статическим уровнем и с газопровывлениями).

Самоустанавливающийся сальник СУС1 (рис. 4.46, а) состоит из шаровой головки 9 с помещенными в ней нижней 2 и верхней втулками с вкладышами 3 и 10 из прессованной древесины и уплотнительной набивки 8. На верхнюю часть шаровой головки навинчивается крышка 12 с двумя скобами, которыми подтягивается уплотнительная набивка.

В верхней части крышки головки над грундбуксой /1 имеется кольцевой резервуарчик, служащий для смазки трущихся поверхностей.



**Рис. 4.46. Устьевой самоустанавливающийся сальник:**

а - СУС1-73-25; б - СУС2-73-40; 1 - тройник; 2 - втулка нижняя; 3 - вкладыш; 4 - стопор; 5 - кольцо уплотнительное; 6 - манжетодержатель; 7 - крышка шаровая; 8 - уплотнительная набивка; 9 - головка шаровая; 10 - вкладыш; 11 - грундбукса; 12 - крышка головки; 13 - гайка; 14 - болт откидной; 15 - *палец*; 16 - шплинт; 17 - гайка накидная; 18 - ниппель; 19 - наконечник; 20 - сальниковый шток

Устьевой сальник СУ С2 (рис. 4.46,б) в отличие от сальника СУ С1 имеет вторую камеру, включающую шаровую головку с помещенными в ней уплотнительной набивкой и промежуточной втулкой с вкладышами и двумя резиновыми кольцами.

При этом основная уплотнительная набивка помещена в корпусе, который навинчен на резьбу шаровой головки. Устьевой сальник с двойным уплотнением позволяет заменять изношенные верхние уплотнительные элементы на скважине. Изношенные направляющие втулки, необходимо заменять при текущем ремонте скважин, когда устьевой сальник вместе со штоком находится на мостках.

Перед установкой устьевого сальника на устье скважины вкладыши растачивают под соответствующий диаметр сальникового штока. Сальниковый шток желательно вставлять в устьевой сальник в горизонтальном положении на мостках. Можно устанавливать устьевой сальник тогда, когда шток находится в скважине. При этом используют зажим, устанавливаемый на сальниковом штоке.

При установке устьевых сальников на устье все резиновые кольца и уплотнительные набивки необходимо смазывать густой смазкой.

При потере герметичности в шаровой опоре или при ее заклинивании разбирать шаровую крышку и отделять головку от тройника можно только в мастерской. После разборки шаровой крышки и шаровой головки рабочие поверхности шарнира должны быть тщательно очищены. При потере герметичности в шаровой опоре заменяют уплотнительное кольцо.

Запорное устройство оборудования - проходной кран с обратной пробкой. Скважинные приборы опускают по межтрубному пространству через специальный патрубок (рис. 4.45).

### **Вопрос 4.33. Редукторы станков-качалок**

Редуктор предназначен для уменьшения частоты вращения, передаваемой от электродвигателя кривошипам станка-качалки. Применяется в станках-качалках и других механических приводах штанговых скважинных насосов.

Редуктор (рис. 4.47) - двухступенчатый, с цилиндрической шевронной зубчатой передачей зацепления Новикова. Быстроходная ступень - раздвоенный шеврон, тихоходная ступень - шевронная с канавкой.

Ведущий и промежуточные валы установлены на роликоподшипниках радиальных с короткими цилиндрическими роликами, однорядными; ведомый вал - на роликоподшипниках сферических двухрядных. На концах ведущего вала насажены ведомый шкив клиноременной передачи и шкив тормоза. На оба конца ведомого вала насажены кривошипы.

Корпус редуктора с разъемом по осям валов образует масляную ванну.

Смазка зацепления - картерная, окунанием. Смазка опор промежуточного и ведомого валов - принудительно картерная, быстроходного - картерная.

Корпус снабжен двумя контрольными пробками, для контроля за уровнем масла в редукторе и дыхательным клапаном.

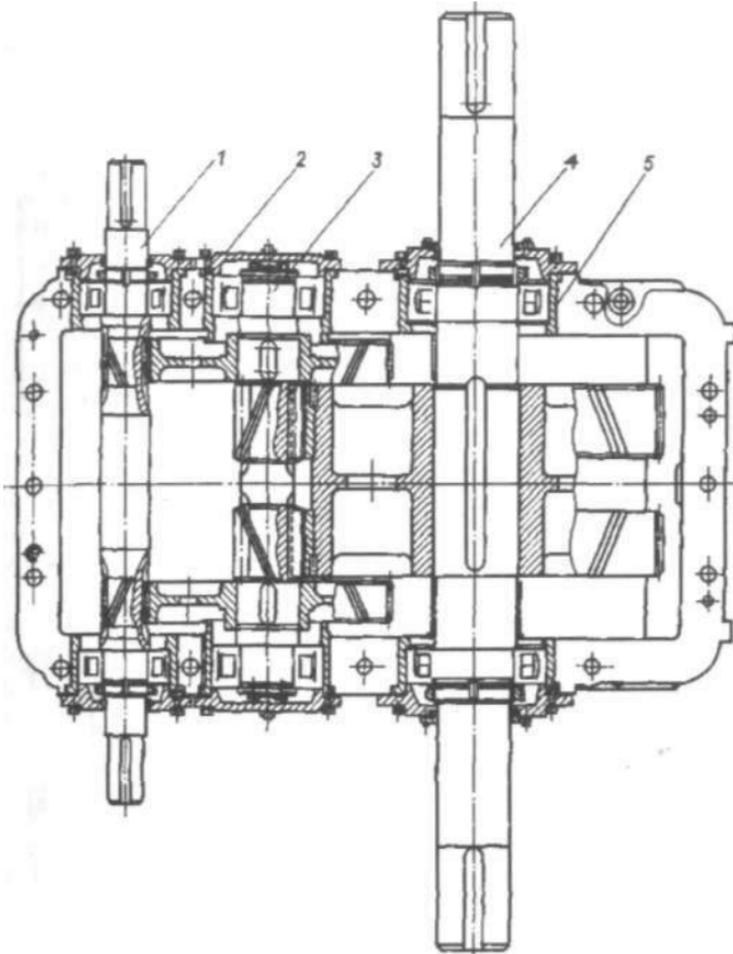
Редукторы типа Ц2НШ устанавливают на станках - качалках ГОСТ 5866-66.

На станках - качалках типа СКР выпускаемых ОАО «Редуктор» по ОСТ 26-16-08-87 (См. табл. 2.9[6]) установлены современные трехступенчатые редукторы типа ЦЗНК см. рис 4.48.

Основные достоинства и особенности редуктора следующие:

1. Передаточные числа могут меняться, составляя 63,90 и 125, что позволяет снизить частоту качаний балансира до 1,7 в минуту.

2. Возможность изменения передаточного числа путем замены зубчатой пары входной ступени использованием комплекта зубчатых пар, что осуществляется достаточно быстро и позволяет на работающем



**Рис. 4.47. Редуктор типа Ц2НШ:**

- 1 - ведущий вал; 2 - крышка подшипника; 3 - промежуточный вал; 4 - ведомый вал;  
5 - стакан подшипника

станке-качалке устанавливать необходимое число качаний в зависимости от текущего дебита скважины.

3. Применение вместо шевронной зубчатой передачи, трудоемкой в изготовлении и ремонте, термоулучшенной крупномодульной косозубой передачи с упорными кольцами, защищенной Российским патентом, в которой используется зацепление Новикова с патентованным в США исходным контуром, обладающей более высокой нагрузочной способностью.

4. Ведомый вал в редукторах с номинальным моментом до 16 кНм монтируется на подшипниках качения, что отражается в шифре буквой

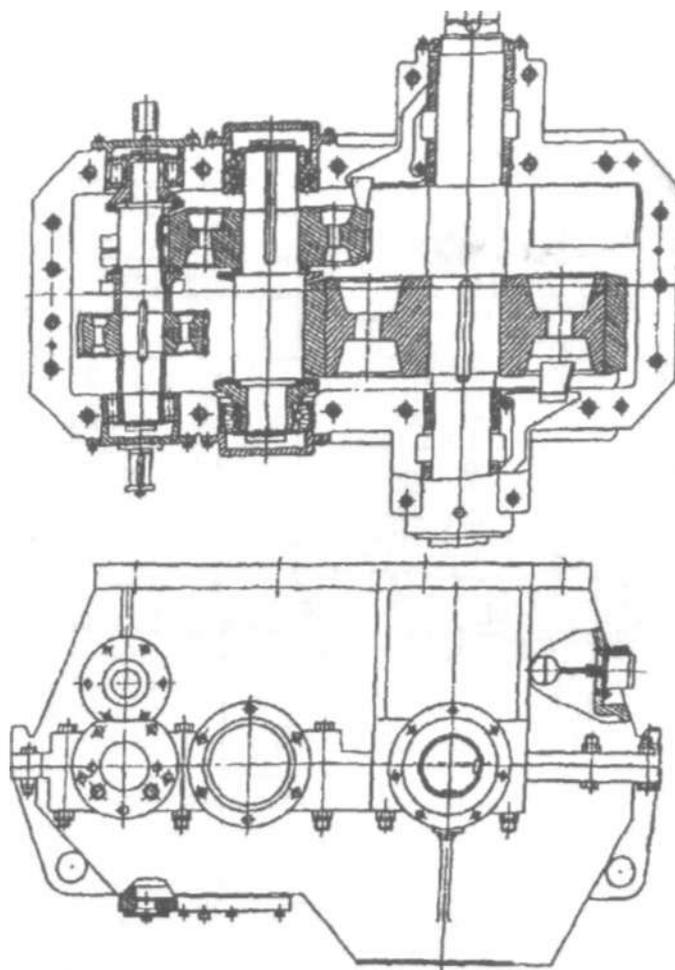


Рис. 4.48. Редуктор типа ЦЗНК

«К», например, ЦЗНК-355К. В более мощных редукторах ведомый вал может монтироваться на 4 опорах для более равномерного распределения нагрузки. В качестве опор применены подшипники скольжения, более дешевые, простые при сборке-разборке и надежные в эксплуатации. Такие редукторы получают в шифре букву «С», например, ЦЗНК-450С. Смазка этих подшипников осуществляется вращением колес по каналам в плоскости разреза подшипников. На дру-

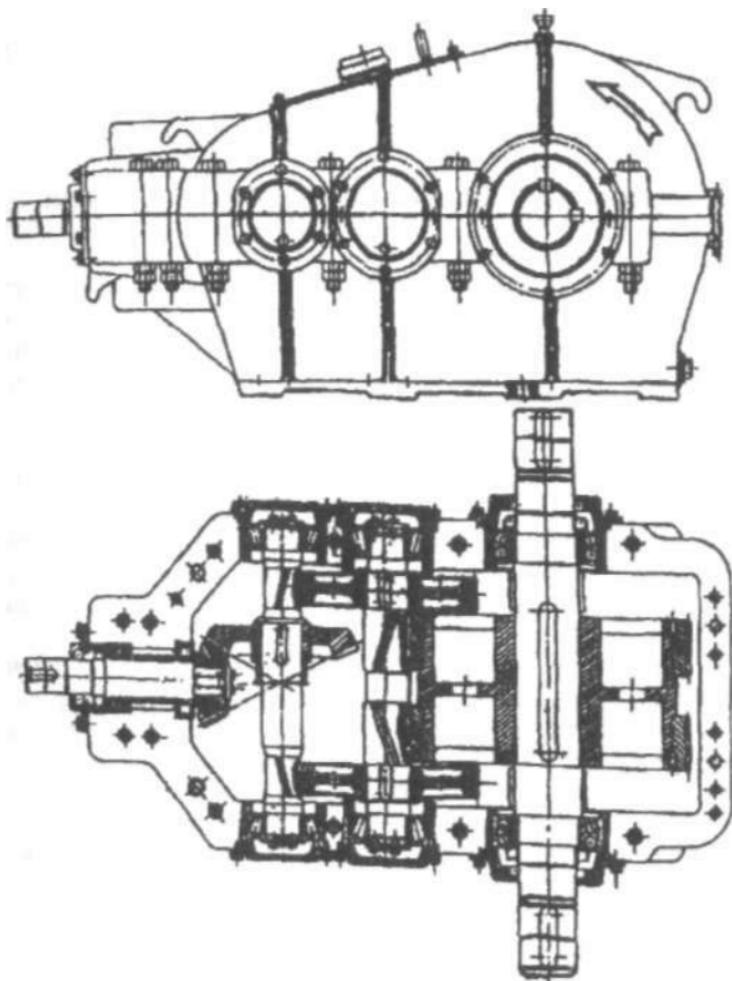


Рис. 4.49. Трехступенчатый коническо - цилиндрический редуктор ЦЗНШ-315

гих валах применены стандартные подшипники качения, смазываемые барботажным способом. Для разгрузки подшипников от осевой нагрузки в выходной и промежуточной передачах введены упорные гребни.

Для станков-качалок с одноплечим балансирам типа Mark II редукторы имеют увеличенный диаметр выходных валов, установленных на подшипниках качения.

5. Масса редукторов ЦЗНК при равных нагрузочных характеристиках до 25-30% меньше по сравнению с редукторами ЦЗНШ.

6. Возможность применения электродвигателей с меньшей мощностью, чем в станках-качалках типа СК, позволяет снизить потребление электроэнергии.

Конструктивная схема трехступенчатого коническо - цилиндрического редуктора Ц2НШ-315 показана на рис. 4.49:

#### **Вопрос 4.34. Основные типы балансирных станков-качалок**

Стандартом 1966 г. было предусмотрено 20 типоразмеров станков-качалок (СК) грузоподъемностью от 1,5 до 20 т. Типовая конструкция СК представлена на рис. 4.51. Впервые в стране был начат выпуск приводов, в которых редуктор был поднят и установлен на подставке.

При создании размерного ряда учитывалась унификация узлов и элементов с той целью, чтобы свести к минимуму разнообразие строительнонашивающихся узлов и тем самым упростить изготовление, ремонт, обслуживание и снабжение оборудования запасными элементами. Для этого из 20 типов станков-качалок 9 - были выполнены как базовые, а остальные 11 - в виде их модификаций. Модификации заключались:

1) в изменении соотношений длин переднего и заднего плеч балансира путем замены головки балансира или всего балансира, что приводило к изменению грузоподъемности и длины хода станка-качалки;

2) в применении редуктора с другим крутящим моментом;

3) в одновременной замене балансира и редуктора.

Фактически в серийный выпуск пошли только 9 - моделей, включая 7 базовых и 2 модифицированных. Условное обозначение на примере 4СКЗ-1,2-700 расшифровывается следующим образом:

4СК - станок - качалка 4 - базовой модели;

3 - допускаемая нагрузка на головку балансира 3 т;

1,2 - наибольшая длина хода точки подвеса штанг 1,2 м;

700 - допускаемый крутящий момент на редукторе 700 кг · м.

Основные параметры и размеры станков - качалок выпускаемых по разным стандартам приведены в таблицах 2.1...2.12 [6].

#### **Станки - качалки по ГОСТ 5866-76.**

Из намечавшихся к выпуску 30 типоразмеров производством было освоено 7 моделей представленных в таблице 2.3. [6]. Конструкции станков - качалок по данному стандарту принципиально не отличаются от предыдущих типов.

Станки-качалки СК5-3-2500 и СК6-2Д-2500 отличаются друг от друга длиной переднего плеча балансира; СК8-3,5-4000 и СК8-3,5-5600 различаются типоразмером редуктора и мощностью электродвигателя.

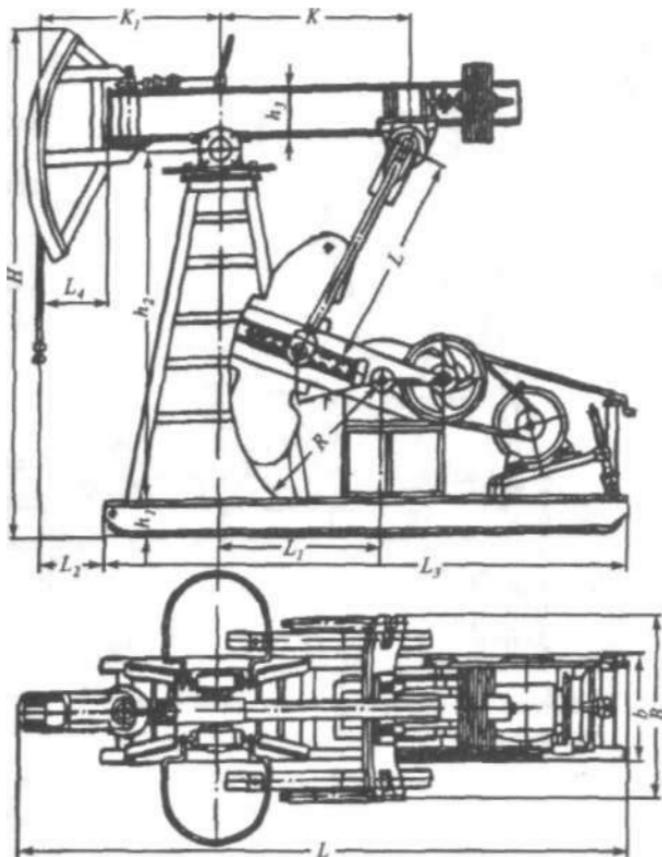


Рис. 4.50. Схема станка - качалки по ГОСТ 5866-66

Основным изготовителем всех станков-качалок, выпускавшихся в соответствии с ГОСТ 5866, был завод «Бакинский рабочий». В последние годы оборудование, соответствующее государственному стандарту 1976 г. стали выпускать другие заводы: Нефтепромаш (г. Ахтырка, Сумская обл.): СК3-1,5-710; СК9-3,5-5500; СК12-3.0-5500; СК15-5-9-500 и Тяжмашимпекс (г. Киев): СК3-1.5-710; СК12-3.0-5500.

**Станки - качалки по ОСТ 26-16-08-87.**

Указанным отраслевым стандартом впервые в нашей стране (тогда СССР) был предусмотрен выпуск станков-качалок дезаксиально-го типа 6 размеров (рис. 4.51, 4.52).

Стандартом предусмотрено два вида исполнения - с установкой редуктора на раме или на тумбе. Таким образом, образуется 12 моделей приводов (табл. 2.5).

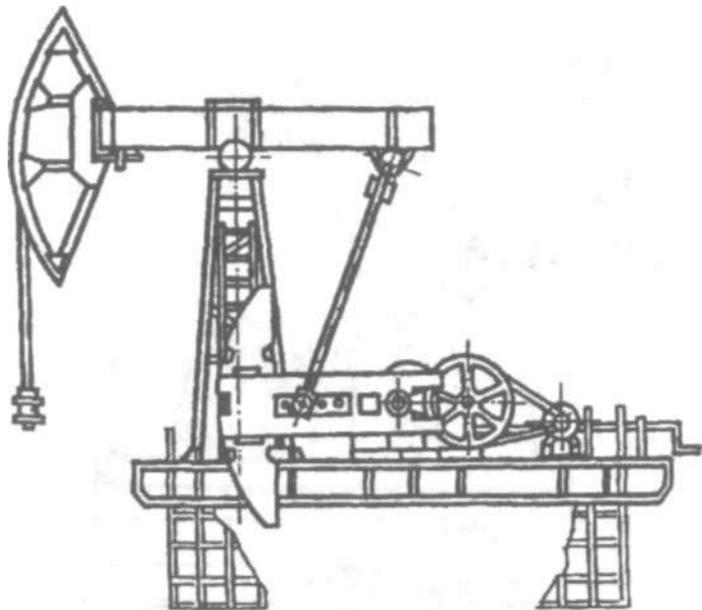


Рис. 4.51. Схема станка - качалки типа СКД с редуктором на раме и кривошипным уравниванием

Принципиальное отличие дезаксиальных станков-качалок от ранее применявшихся у нас исключительно аксиальных в том, что дезаксиальные станки-качалки обеспечивают разное время хода штанг вверх и вниз, тогда как аксиальные - одинаковое. Поскольку разница в кинематике конструктивно обеспечивается элементарными средствами, т.е. тем или иным расположением редуктора относительно балансира и не требует специальных изменений конструкции, то станки-качалки по рассматриваемому отраслевому стандарту не отличаются от аналогичных по Госстандарту.

Условное обозначение рассмотрим на примере СКДТЗ-1,5-710:

СК - станок-качалка;

Д - дезаксиальный;

Т - редуктор установлен на тумбе;

3 - номинальная нагрузка на устьевой шток 3т;

1,5 - максимальная длина хода устьевого штока 1,5м;

710 - номинальный крутящий момент на ведомом валу редуктора 710кг • м.

Тихоходные станки - качалки. С ростом числа малодобитных скважин (с дебитом менее 5 м<sup>3</sup>/сут) все острее вставала проблема их оптимальной эксплуатации.

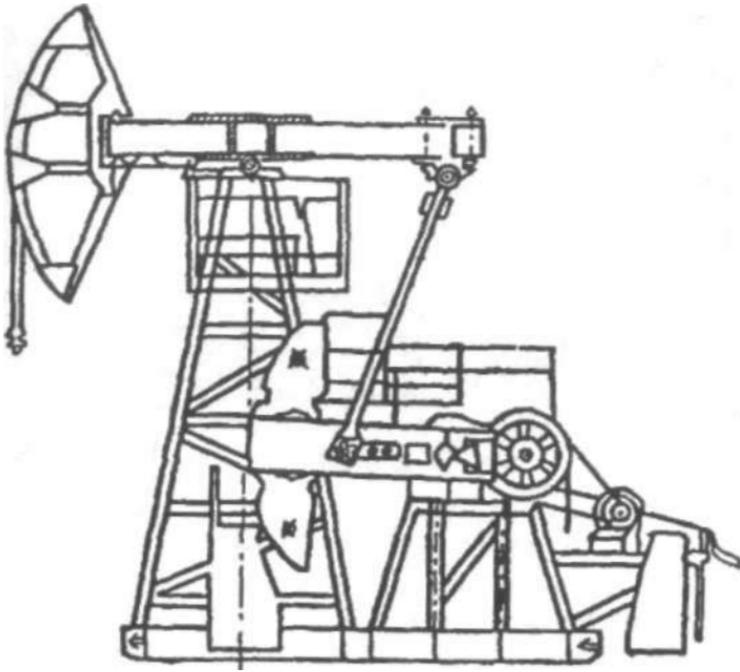


Рис. 4.52. Схема станка - качалки типа СКДТ с редуктором на тумбе, с кривошипным уравниванием

Использование периодической эксплуатации связано с целым рядом существенных неблагоприятных факторов, в числе которых: неравномерная выработка пласта, неэффективное использование наземного и подземного оборудования, недостаточный межремонтный период по сравнению с непрерывно функционирующими скважинами, затруднения, возникающие в зимнее время и др.

Была разработана конструкция тихоходного станка-качалки с увеличенным передаточным числом за счет введения в трансмиссию дополнительной ременной передачи, что позволяло снижать частоту качаний балансира до 0,8... 1,7 в минуту.

Для этого между электродвигателем и редуктором монтируется промежуточный вал с соответственно малым и большим по диаметру шкивами, установленными консольно. Компоновка промежуточного вала может быть вертикальной и горизонтальной (рис. 4.53)

В последнем случае раму станка-качалки приходится немного наращивать на величину межосевого расстояния дополнительной ременной передачи. Такой вариант применяется на станке-качалке 7СК8-3.5-4000Ш.

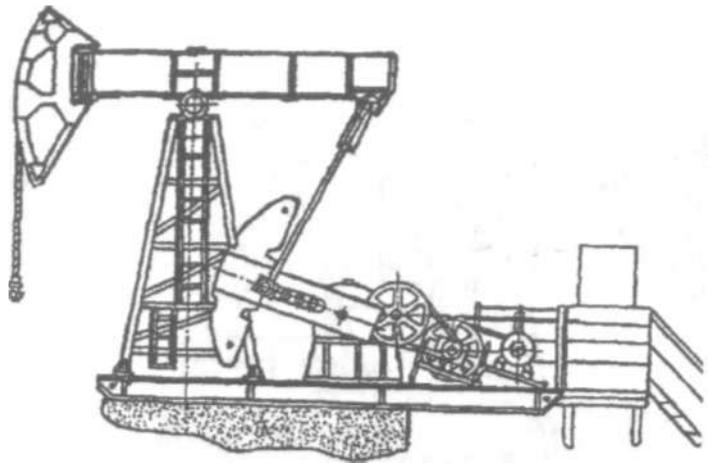


Рис. 4.53. Схема тихоходного станка - качалки с дополнительной ременной передачей

Конструктивное решение с дополнительной передачей отличается простотой, позволяет применять его к любому станку-качалке и допускает изготовление необходимых деталей силами добывающих предприятий.

Другим решением стало применение в приводе мотор-редуктора с передаточным числом  $i = 2,3$ . Если станок-качалка типа 7СК8-3.5-4000Ш имеет число качаний  $n = 3,8... 12$ , то с мотор-редуктором - до 2,5. При этом для работы вместо двигателя мощностью в 30 кВт используется двигатель мощности 18,5 кВт.

Тихоходные станки-качалки с трехступенчатым редуктором (рис. 4.54) разработаны АЗИНМАШем.

Компоновка трансмиссии такого станка-качалки отличается отсутствием ременной передачи, что компенсируется применением трехступенчатого редуктора с передаточным числом  $i = 165$ . Редуктор непосредственно, с помощью муфты, соединяется с электродвигателем. При этом приходится применять угловую передачу, поэтому редуктор имеет коническо-цилиндрическую конструкцию с быстроходной конической ступенью.

Отсутствие ременной передачи не позволяет регулировать частоту хода балансира, поэтому в описываемом варианте предусматривается применение регулируемого многоскоростного асинхронного электродвигателя, который за счет изменения схемы подключения может обеспечить частоту вращения вала 495, 745, 9,90 и 1485 об/мин. Соответственно получают 3; 4,5; 6 и 9 качаний балансира в минуту,

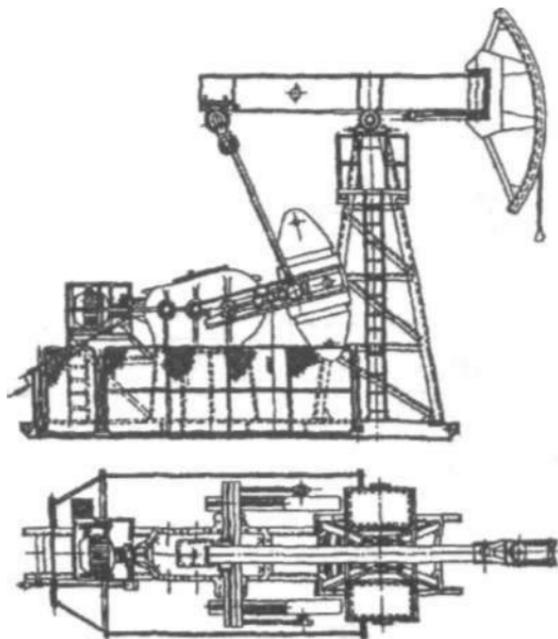


Рис. 4.54. Схема станка - качалки с трехступенчатым коническо-цилиндрическим редуктором

причем резко сокращается время перевода СШНУ на другой режим работы по сравнению со сменой шкивов.

Отсутствие ременной передачи, которая в обычных механизмах предохраняет оборудование от поломок при перегрузках потребовала в данном случае другого конструктивного решения. Муфта, соединяющая двигатель с редуктором, снабжена срезным штифтом, заключенным в резиновую оболочку, которая смягчает пусковой момент.

При заклинивании плунжера скважинного насоса или поломках в кинематической цепи штифт срезается, предохраняя электродвигатель от перегрузки.

#### **Вопрос 4.35. Канатная подвеска станка качалки**

Канатная подвеска (рис. 4.55) состоит из нижней траверсы 2, в которую вварены две втулки; клиновидных зажимов 10 для крепления концов каната 7; нажимной гайки 1; подъемных винтов 3 с конусной заточкой в верхней части и отверстием для вставки ворота (нижние концы винтов имеют нарезку, которой они ввинчиваются в отверстие с нарезкой в нижней траверсе); верхней траверсы 5 с вваренной

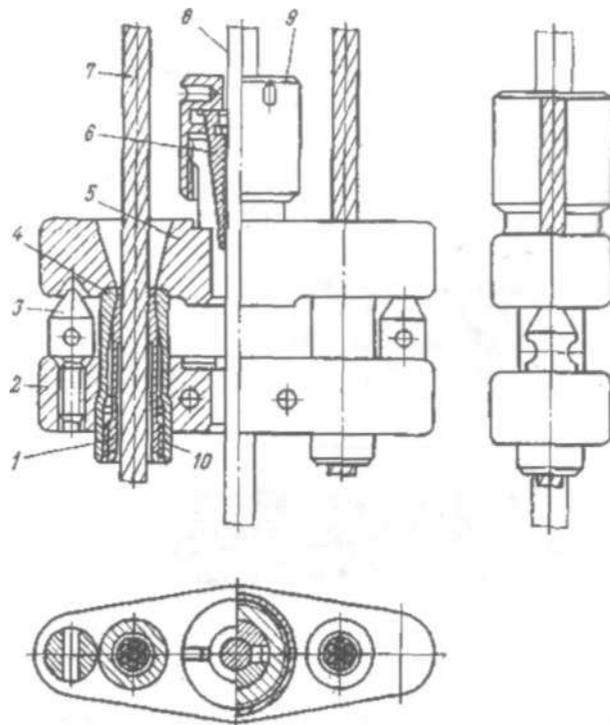


Рис. 4.55. Канатная подвеска устьевого штока

в нее втулкой 4; клиновидных плашек 6 для зажима сальникового штока 8; зажимной гайки 9 с отверстиями для вставки ворота при креплении сальникового штока. В верхней траверсе расположены отверстия для пропускания концов каната и конусные выточки для упора конусной части винтов.

При подвеске колонны насосных штанг к головке балансира станка-качалки выбирают необходимую длину каната, концы которого обрубают и вводят сначала в отверстие верхней траверсы, а затем во втулки нижней траверсы таким образом, чтобы они немного выступали из втулок. После этого канат закрепляют, нажимая на клиновидные зажимы зажимной гайки.

Верхнюю часть канатной подвески надевают на блок балансира станка-качалки, а траверсу соединяют с сальниковым штоком, захватывая его плашками.

После сборки установки включают станок-качалку и проверяют работу насосов. Затем, останавливая качалку, к тройнику-сальнику присоединяют нагнетательную линию.

#### **Вопрос 4.36. Монтаж станка-качалки**

В нашей стране применяют в основном редукторные станки-качалки. Их устанавливают на фундаменты, которые делятся на три группы:

- бутобетонные или бетонные;
- из бетонных труб;
- металлические постаменты различных конструкций.

Бутобетонные фундаменты для станков-качалок нормального ряда сооружают с использованием деревянной опалубки; стены цоколя выкладывают из бутового камня.

Перед монтажом станка-качалки проверяют комплектность поставки узлов и крепежного материала (болтов, гаек, шайб). Доставленные к месту монтажа узлы станка-качалки располагают с учетом последовательности сборки. Монтаж начинается с установки рамы на фундамент затаскиванием ее по уложенным накатам из труб или краном, смонтированным на тракторе.

После установки рамы выверяют ее положение относительно центра скважины и горизонтальность в продольном и поперечном направлениях.

При наличии на скважине вышки или мачты монтаж стойки и балансира можно выполнять при помощи подъемника, в других случаях - грузоподъемными средствами. Перед установкой балансира проверяют горизонтальность верхней плиты стойки в двух направлениях и крепление к раме. Балансир поднимают и устанавливают на плиту стойки вместе с его опорой. При этом продольная ось балансира должна совпадать с продольной осью симметрии станка, а плоскость качания балансира - быть перпендикулярной к плоскости основания. Правильность положения балансира относительно центра скважины проверяют отвесом, прикрепленным к центру траверсы канатной подвески.

Небольшие отклонения устраняют перемещением балансира при помощи регулировочных болтов. Закрепляя балансир, поднимают траверсу с двумя шатунами и ее опорой для присоединения к балансиру. Верхние головки должны свободно вращаться на пальцах во втулках траверсы. Пальцы должны быть надежно застопорены в верхних головках шатунов. После сборки тормозного устройства проворачивают шкив редуктора до установки кривошипов в горизонтальное положение и затормаживают их. На кривошипы устанавливают противовесы и закрепляют их болтами с гайками и контргайками.

Нижние головки шатунов присоединяют к кривошипам и закрепляют их в определенном положении, затягивая гайку специальным патронным ключом. Гайки после крепления шплинтуют. Расстояние между шатунами и кривошипами с обеих сторон станка должно быть одинаковым. После проверки параллельности продольных осей кривошипов и совпадения наружных поверхностей шкивов редуктора и электродвигателя надевают клиновые ремни. Натяжение ремней регулируют, поднимая или опуская поворотные салазки. По окончании сборки и проверки ее качества устанавливают фундаментные шпильки, концы которых должны выступать над верхней плоскостью рамы для установки гайки и контргайки. При заливке цементного раствора под раму станка-качалки фундаментные болты затягивают после затвердения раствора.

По окончании монтажа электрооборудования, ограждения кривошипа и площадки с лестницей для обслуживания электродвигателя, а также проверки смазки в подшипниках и в редукторе разрешается выполнить пробный пуск станка-качалки и обкатку на холостом ходу в течение 3 ч.

В процессе обкатки проверяют вертикальность движения шатунов, точки подвеса штанг, величину торцевого и радиального биения шкивов, наличие шума и стуков в узлах. При удовлетворительной работе и отсутствии дефектов присоединяют штанги скважинного насоса и включают станок под нагрузкой.

#### **Вопрос 4.37. Техника безопасности при эксплуатации скважин штанговыми насосами**

Основные положения техники безопасности при эксплуатации скважин штанговыми насосными установками - ограждение движущихся частей станка-качалки и правильное выполнение требований при ремонте. С внедрением однотрубной системы сбора и транспорта продукции нефтяных скважин серьезные требования предъявляются к оборудованию устья скважины. При сравнительно высоких устьевых давлениях (2,0 МПа и выше) оборудование должно иметь достаточный запас прочности. Необходимо эксплуатировать только стандартное оборудование устья скважин, опробованное и принятое к серийному производству, в частности, устьевые сальники с самоуплотняющейся головкой типа СУ С1-73-25, рассчитанные на рабочее давление 2,5 МПа, и СУС2-73-40 - на давление 4,0 МПа.

При монтаже и эксплуатации станков-качалок предъявляются следующие основные требования техники безопасности:

1. Станок-качалку необходимо монтировать под руководством опытного бригадира или мастера при помощи монтажных приспособлений или крана.

2. Все движущиеся части станка должны быть ограждены.

3. При нижнем положении головки балансира расстояние между траверсой подвески сальникового штока и устьевым сальником должно быть не менее 20 см.

4. Запрещается проворачивать шкив редуктора вручную и тормозить его, подкладывая трубу, лом или другие предметы.

5. Запрещается снимать клиновидный ремень при помощи рычагов: устанавливать и снимать ремень необходимо путем передвижения электродвигателя.

6. При замене пальцев кривошипа шатун следует надежно прикрепить к стойке станка.

7. Работы, связанные с осмотром или заменой отдельных частей станка, необходимо выполнять при остановке станка.

8. Перед пуском станка-качалки следует убедиться, что станок не на тормозе, ограждения установлены и закреплены, а в опасной зоне нет посторонних лиц.

9. До начала ремонтных работ на установке привод должен быть отключен, а на пусковом устройстве укреплен плакат «Не включать - работают люди». На скважинах с автоматическим и дистанционным управлением у пускового устройства должен быть укреплен щит с надписью «Внимание! Пуск автоматический».

При обслуживании электропривода персонал должен работать в диэлектрических перчатках. Штанговая насосная установка перед пуском в эксплуатацию должна иметь заземление. В качестве заземлителя электрооборудования необходимо использовать кондуктор скважины, который должен быть связан с рамой станка двумя заземляющими проводниками (сечение каждого 50 мм<sup>2</sup>), приваренными в разных точках кондуктора и рамы, доступных для осмотра. Заземляющим проводником может быть круглая, полосовая, угловая и другого профиля сталь, кроме каната. Для защиты от поражения электрическим током при обслуживании станка-качалки применяют изолирующие подставки.

#### **Вопрос 4.38. Эксплуатация балансирных станков-качалок**

Комплект клиновых ремней должен быть подобран по длине. Допускаемое отклонение для длины ремней одного комплекта не должно превышать 0,25% от номинального размера. Сменять ремни следует только путем перемещения электродвигателя по салазкам или поворотом рамы-салазок (при поворотных салазках) на таком расстоянии, чтобы ремни надевались на шкивы и снимались с них совершенно свободно, без натяга.

Нельзя допускать смену ремней в натянутом состоянии при помощи ломов, оправок или других предметов при одновременном поворачивании шкива редуктора от руки, так как это приводит к повреждению ремней и небезопасно для обслуживающего персонала.

Недостаточное натяжение ремней влечет за собой снижение их работоспособности. Однако увеличение натяжения можно рекомендовать лишь до известного предела, после которого долговечность ремней резко падает. Кроме того, излишнее натяжение вызывает повышенное давление на валы и опоры, в результате чего происходит ускоренный износ их у редукторов и электродвигателей. Способность ремня сохранять полученное первоначальное натяжение ограничена; как правило, чем больше натяжение, тем быстрее он растягивается. Поэтому нельзя излишне натягивать ремни.

Степень натяжения можно определить по величине провеса верхней ветви наиболее натянутой струны под действием эталонного груза.

У работающего станка-качалки места трения должны быть смазаны. Зубчатые зацепления редуктора смазывают машинным маслом Л, залитым в корпус редуктора.

Подшипники валов редуктора, опор балансира, нижних головок шатунов, верхних пальцев шатунов, опор балансира, траверсы смазывают маслом осоголин А или консталином Л.

В процессе эксплуатации станка обслуживающий персонал должен систематически проверять его снаружи.

При осмотре необходимо обращать внимание главным образом на состояние следующих узлов и деталей станка:

- а) крепление рамы фундаментными болтами;
- б) крепление болтов редуктора и стойки с рамой;
- в) крепление болтов подшипников балансирующего вала, крышки редуктора, опоры серьги траверсы к балансиру;
- г) плотность шпоночных соединений на кривошипном и ведущем валах редуктора; при обнаружении незначительного зазора необходимо немедленно остановить станок для замены шпонки;
- д) крепление кривошипных и верхних пальцев шатуна и пальцев нижней и верхней головок серьги;
- е) крепление роторных грузов на кривошипах и балансире;
- ж) положение тормозных колодок;
- з) крепление электродвигателя;
- и) соединение подвески с головкой балансира и сальниковым штоком;
- к) правильность вращения роторных грузов;
- л) исправность ограждений;
- м) состояние ремней.

Кроме того, необходимо периодически контролировать наличие масла в редукторе через контрольные клапаны и наличие консистентной смазки в корпусах подшипников открытием крышек.

Полностью заменять смазку рекомендуется один раз в шесть месяцев, а у верхних пальцев шатунов один раз в месяц. Необходимо обращать внимание на появление шума в редукторе.

Следует иметь в виду, что при смазке, ремонте или проверке состояния станка-качалки, его необходимо остановить во избежание несчастного случая

Выполнение указанных работ при работающем станке категорически запрещается.

### **Вопрос 4.39. Схема УЭЦН**

При эксплуатации нефтяных скважин с большим дебитом наиболее целесообразно применение центробежных насосов.

Центробежный насос спускается в скважину под уровень жидкости на насосно-компрессорных трубах и приводится в действие расположенным под ним электродвигателем, электроэнергия к которому подводится по специальному кабелю. Расположение приводящего двигателя непосредственно у насоса позволяет передавать ему большие мощности. Например, у скважинных штанговых насосов, у которых связь привода (станка-качалки) со скважинным насосом осуществляется посредством длинной колонны штанг, полезная мощность насоса ограничена приблизительно 40 кВт при обсадной колонне диаметром 168 мм и напоре насоса 1000 м. У скважинного центробежного насоса полезная мощность при этих условиях превышает 100 кВт.

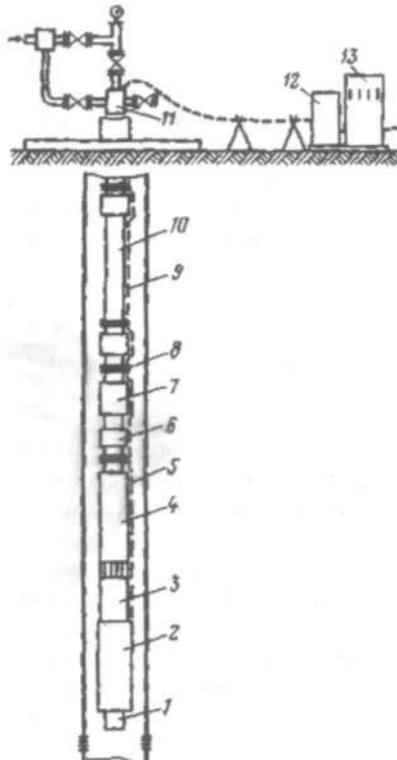
Скважинные центробежные насосы при напоре 1915 м обеспечивают отбор жидкости до 125 м<sup>3</sup>/сут из скважин с внутренним диаметром колонны обсадных труб 130 мм; при напоре 550 м - 900 м<sup>3</sup>/сут из скважин с внутренним диаметром колонны обсадных труб 148,3 мм.

При средних и больших отборах жидкости (100...500 м<sup>3</sup>/сут в, более) центробежные насосы-наиболее экономичный и наименее трудоемкий в обслуживании вид оборудования для подъема пластовой жидкости. Обслуживание скважинных центробежных насосов облегчается за счет того, что на поверхности размещаются только станция управления и трансформатор. Монтаж оборудования также упрощается, так как для относительно легких станций управления и трансформатора не требуется фундамент. Межремонтный период работы У скважинных центробежных насосов при средних и больших отборах больше, чем у штанговых, и составляет, например, на промыслах Башкирии и Татарии, в среднем 260...320 сут.

Скважинные центробежные насосы предназначены для подъема жидкости с содержанием в ней воды не более 99 %, механических примесей (по массе) не более 0,01 %, с температурой не более 90 °С. Насосы повышенной износостойкости допускают содержание механических примесей (по массе) до 0,05%.

Для подъема из нефтяной скважины жидкости с повышенной коррозионной активностью применяются скважинные центробежные насосы, основные детали которых изготовлены из коррозионностойких материалов.

Установка скважинного центробежного насоса (рис. 4.56) состоит из компенсатора 1, приводящего электродвигателя 2, протектора 3, насоса 4, плоского 5 и круглого 9 кабелей, крепящихся к насосно-компрессорным трубам 10 стальными поясами 8, обратного 6 и спускного 7 клапанов, оборудован



устья скважины 11, станции управления 12, трансформатора 13 и различного вспомогательного оборудования. Скважинный электронасосный агрегат спускают на колонне насосно-компрессорных труб. Электроэнергию к погружному электродвигателю подводят по круглому кабелю, идущему с поверхности вдоль насосно-компрессорных труб до насосного агрегата и переходящего затем в плоский кабель. Плоский кабель применяется для уменьшения общего диаметра скважинного электронасосного агрегата, обеспечивающего свободный, без повреждений спуск и подъем насоса.

Ограничение диаметров скважинных электронасосных агрегатов приводит к необходимости увеличения длины агрега-

Рис. 4.56. Установка скважинного центробежного насоса

тов при мощностях электродвигателей до 250 кВт. Диаметры агрегатов находятся в пределах 116...142,5 мм, длина агрегатов - более 25 м.

Вместо круглого возможно применение по всей длине плоского кабеля соответствующего сечения. Кабель оканчивается муфтой кабельного ввода для подсоединения к электродвигателю. От механических повреждений при спуске и подъеме насоса плоский кабель предохраняется защитными кожухами или специальным хомутом.

Электродвигатель насосного агрегата - погружной, маслonaполненный, герметичный. Для предотвращения попадания в него пластовой жидкости он имеет гидрозашиту, состоящую (см. рис. 4.56) из протектора 3, устанавливаемого между насосом и электродвигателем, и компрессора 1, присоединяемого к нижней части электродвигателя.

Над насосным агрегатом через две-три насосно-компрессорные трубы устанавливают обратный клапан и еще через одну трубу - спускной клапан. Обратный клапан облегчает условия пуска насоса после его остановки, так как обеспечивает заполнение колонны насосно-компрессорных труб жидкостью. Спускной клапан позволяет перед подъемом насоса слить жидкость из насосно-компрессорных труб для облегчения подъема оборудования.

Трансформатор служит для преобразования напряжения промышленной электросети, для обеспечения оптимального напряжения на зажимах электродвигателя с учетом потерь в кабеле. Станция управления предназначена для ручного или автоматического пуска насосного агрегата, контроля за параметрами при эксплуатации и предохранения установки при возникновении аварийного режима.

К вспомогательному оборудованию относятся: подвесной ролик, запорный насос и приспособления для спускоподъемных операций.

Соединение узлов насосного агрегата: секций насоса, гидрозашиты и электродвигателя, фланцевое. Валы электродвигателя, протектора и насоса соединяются шлицевыми муфтами.

В верхней части насоса предусмотрена ловильная головка с резьбой для соединения с колонной насосно-компрессорных труб. Конструкция головки позволяет производить ловильные работы насосного агрегата при отвороте его от насосно-компрессорных труб или разрушении переводника в резьбовой части ловильной головки.

Насосный агрегат с насосно-компрессорными трубами и кабелем подвешивают на оборудовании устья скважины, которое обеспечивает герметизацию кабеля и насосно-компрессорных труб, а также отвод жидкости и газа.

Установки скважинных центробежных насосов (УЭЦН), эксплуатирующиеся в скважинах с различным внутренним диаметром обсадных колонн, имеют следующие обозначения: УЭЦН5 - эксплуатируются в скважинах с внутренним диаметром обсадной колонны

не менее 121,7 мм; УЭЦН5А - не менее 130 мм; УЭЦН6 - не менее 144,3 мм; УЭЦН6А - не менее 148,3 мм. В обозначениях: буквы «У» - установка (если после буквы «У» стоит цифра, то она обозначает порядковый номер модернизации установки); «Э» - с приводом от электродвигателя; «Ц» - центробежный насос; «Н» - нефтяной; следующая цифра и буква «А» обозначают условную габаритную группу, число после тире - номинальная подача, м<sup>3</sup>/сут; последнее число - напор, м, при номинальной подаче.

Обозначение насоса аналогично обозначению установки, при этом первая буква «У» - опускается. Например, скважинный центробежный насос с приводом от электродвигателя, 2-й модификации, для скважин с внутренним диаметром обсадной колонны не менее 121,7 мм, с подачей 130 м<sup>3</sup>/сут и напором 1200 м обозначается 2ЭЦН5-130-1200.

В обозначении установок, поставляемых с насосами повышенной износостойкости, добавляется буква «И», а с насосами повышенной коррозионностойкости - буква «К», например, УЭЦНИ5, УЭЦНК5.

Погружные электродвигатели обозначаются буквами «ПЭД», а в случае секционного исполнения «ПЭДС», где буквы «П» - погружной, «ЭД» - электродвигатель, «С» - секционный. Первое число после буквенного обозначения - номинальная мощность электродвигателя, кВт; второе число - наружный диаметр корпуса электродвигателя, мм; следующая буква - обозначение модернизации электродвигателя; последние буква и цифра - изготовление электродвигателей в климатическом исполнении «В» категории 5. Например, погружной электродвигатель секционный мощностью 90 кВт, с диаметром корпуса 117 мм, модернизации «А», исполнения «В» по 5-й категории размещения обозначается ПЭДС 90-117АВ5.

Гидрозащита обозначается, например, 1Г51, где 1 - номер модификации, «Г» - гидрозащита; 5 - для обсадной колонны с внутренним диаметром не менее 121,7 мм; 1 - номер разработки.

Кабели для установок скважинных центробежных насосов имеют обозначения: КПБК - кабель с полиэтиленовой изоляцией, бронированный, круглый; КПБП - кабель с полиэтиленовой изоляцией, бронированный, плоский; КППБПС - кабель с полиэтиленовой изоляцией, бронированный, плоский на всю строительную длину. Например, КПБК 3х16 - кабель с полиэтиленовой изоляцией, бронированный, круглый, трехжильный, с площадью сечения жилы 16 мм<sup>2</sup>.

Трансформаторы обозначаются, например, ТМПН 100/3- 73У1, где «Т» - трехфазный; «М» - естественная циркуляция; масла и воздуха, «ПН» - для скважинных нефтяных насосов; 100 - номинальная мощность, кВМА; 3 - класс напряжения обмотки ВН; 73 - год разработки; У1 - климатическое исполнение и категория размещения.

Тип станции управления обозначается, например, ШГС5804-49АЗУ1, где «Ш» - шкаф, «Г» - отрасль применения (горнодобывающая и нефтяная промышленности), «С» - обозначение завода-изготовителя; 5 - класс; 8 - группа; 04 - порядковый номер, 4 - номинальный ток силовой цепи (4 - до 250 А, 5 - до 400 А); 9 - напряжение силовой цепи (до 2300 В); А - модернизация; 3 - напряжение цепи управления (380 В); У1 - климатическое исполнение и категория размещения.

Станция управления другого типа обозначается, например, КУПНА79-29А2У1, где «КУПНА» - комплектное устройство управления скважинным насосным агрегатом; 79 - год разработки; 2 - номинальный ток силовой цепи (2 - до 100 А, 3 - до 160 А, 4 - до 250 А); 9 - напряжение силовой цепи (до 3000 В); А - модификация; 2 - напряжение цепи управления (220 В); У1 - климатическое исполнение и категория размещения.

#### **Вопрос 4.40. Устьевое оборудование УЭЦН**

Оборудование устья скважины предназначено для подвешивания колонны насосно-компрессорных труб, отвода в манифольд продукции скважины, герметизации пространства между обсадной колонной и насосно-компрессорными трубами с учетом ввода в это пространство кабеля и перепуска газа из этого пространства при увеличении его давления. Кроме того, конструкция устьевого оборудования предусматривает использование приборов при исследованиях скважины (измерении давления на выкиде у насосно-компрессорных труб и в затрубном пространстве, измерении уровня жидкости в скважине и т. д.).

Оборудование устья скважин, эксплуатируемых скважинными центробежными насосами, унифицировано с устьевым оборудованием, применяемым при других способах эксплуатации скважин (фонтанном, скважинными штанговыми насосами), и между собой.

Оборудование устья скважины для эксплуатации этими установками обозначается ОУЭН и изготавливается в двух исполнениях: исполнение П - с проходными кранами или задвижками и исполнение Т - с трехходовыми кранами.

Устьевое оборудование состоит из трубной головки 1 (рис. 4.57), которая соединяется с обсадной колонной. В трубной головке размещены разъемный корпус 2 и резиновое уплотнение 3, герметизирующее место вывода кабеля 4 и труб. Уплотнение поджимается разъемным фланцем 5. Трубная головка имеет отверстие для использования приборов при измерении уровня жидкости в скважине и других исследованиях. Затрубное пространство скважины соединяется

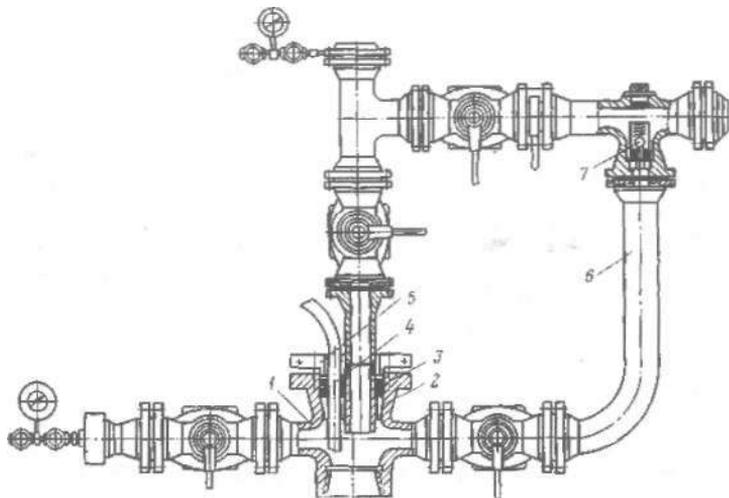


Рис. 4.57. Оборудование устья УЭЦН с выходом из насосно-компрессорных труб через колено 6 и обратный клапан 7.

#### Вопрос 4.41. Конструкция электроцентробежного насоса

Погружной центробежный модульный насос - многоступенчатый вертикального исполнения. Насос состоит из входного модуля, модуля секции, модуля головки, обратного и спускного клапанов (рис. 4.58, 4.59, 4.60).

Допускается уменьшение числа модулей-секций в насосе при соответствующем укомплектовании погружного агрегата двигателем необходимой мощности (см. табл. 4.3 [15]).

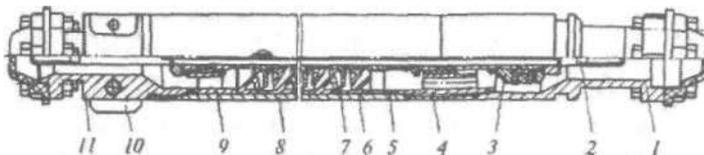
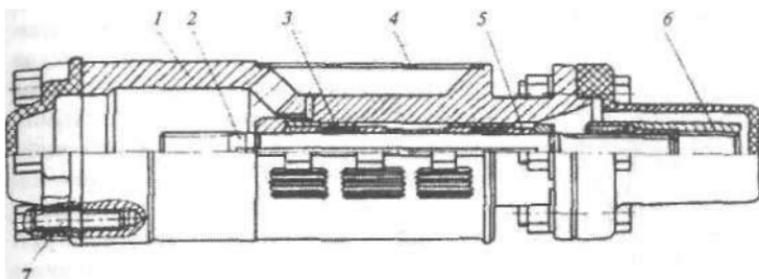


Рис. 4.58. Модуль - секция насоса:  
 1 - головка; 2 - вал; 3 - опора; 4 - верхний подшипник; 5 - кольцо;  
 6 - направляющий аппарат; 7 - рабочее колесо; 8 - корпус;  
 9 - нижний подшипник; 10 - ребро; 11 - основание



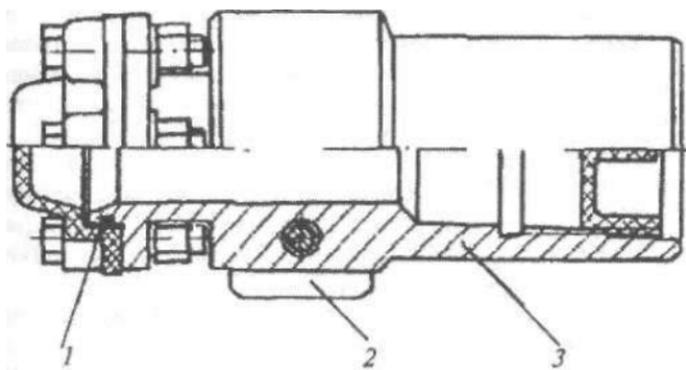
**Рис. 4.59. Входной модуль насоса:**

1 - основание; 2 - вал; 3 - втулка подшипника; 4 - сетка; 5- защитная втулка;  
6 - шлицевая муфта; 7- шпилька

Для откачивания пластовой жидкости, содержащей у сетки входного модуля насоса свыше 25 % (по объему) свободного газа, к насосу следует подсоединить насосный модуль - газосепаратор (рис. 4.61). Газосепаратор устанавливается между входным модулем и модулем-секцией.

Соединение модулей между собой и входного модуля с двигателем - фланцевое. Соединения (кроме соединений входного модуля с двигателем и входного модуля с газосепаратором) уплотняются резиновыми кольцами.

Для откачивания пластовой жидкости, содержащей у сетки входного модуля насоса свыше 25 % (по объему) свободного газа, к насосу следует подсоединить насосный модуль - газосепаратор (рис. 4.3). Газосепаратор устанавливается между входным модулем и модулем-секцией.



**Рис. 4.60. Модуль-головка насоса:**

1 - кольцо уплотнительное; 2 - ребро; 3 - корпус

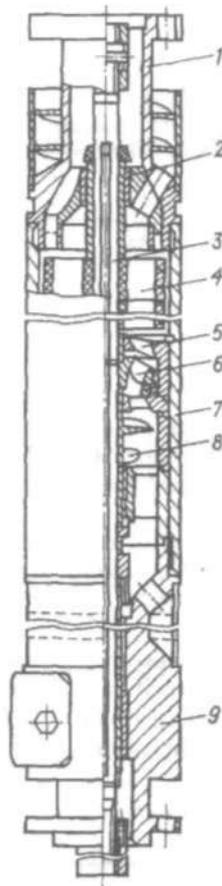


Рис. 4.61. Газосепаратор:

- 1 - головка; 2 - втулка радиального подшипника;
- 3 - вал; 4 - сепаратор;
- 5 - направляющие аппараты;
- 6 - рабочее колесо;
- 7 - корпус; 8 - шнек;
- 9 - основание

Модуль-головка насосов группы 6 имеет два исполнения: с резьбой муфты 73 и 89 ГОСТ 633-80.

Модуль-головка с резьбой 73 применяется в насосах с номинальной подачей до  $800 \text{ м}^3/\text{сут}$ , с резьбой 89 - более  $800 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

Модуль-секция состоит из корпуса, вала, пакета ступеней (рабочих колес и направляющих аппаратов), верхнего подшипника, нижнего подшипника, верхней осевой опоры, головки, основания, двух

Соединение модулей между собой и входного модуля с двигателем - фланцевое. Соединения (кроме соединений входного модуля с двигателем и входного модуля с газосепаратором) уплотняются резиновыми кольцами.

Валы модулей-секций и входных модулей для насосов обычного исполнения изготавливают из калиброванной коррозионно-стойкой высокопрочной стали марки 03X14H7B и имеют на торце маркировку «НЖ», для насосов повышенной коррозионностойкости - из калиброванных прутков из сплава Н65Д29ЮТ-ИШ К-монель и имеют на торцах маркировку «М».

Рабочие колеса и направляющие аппараты насосов обычного исполнения изготавливают из модифицированного серого чугуна, насосов коррозионностойкого исполнения - из модифицированного чугуна ЧН16Д7ГХШ типа «нирезист». Рабочие колеса насосов обычного исполнения можно изготавливать из радиационно-модифицированного полиамида.

Модуль-головка рис. 4.60 состоит из корпуса, с одной стороны которого имеется внутренняя коническая резьба для подсоединения обратного клапана (насосно-компрессорной трубы), с другой стороны - фланец для подсоединения к модулю-секции двух ребер и резинового кольца. Ребра прикреплены к корпусу модуля-головки болтом с гайкой и пружинной шайбой. Резиновое кольцо герметизирует соединение модуля-головки с модулем-секцией.

Модули-головки насосов группы 5 и 5А имеют резьбу муфты насосно-компрессорной гладкой трубы 73 ГОСТ 633-80.

Модуль-головка насосов группы 6 имеет

ребер и резиновых колец. Число ступеней в модулях-секциях указано в табл. 4.4. [15] Соединение модулей-секций между собой, а также резьбовые соединения и зазор между корпусом и пакетом ступеней герметизируются резиновыми кольцами.

Ребра предназначены для защиты плоского кабеля с муфтой от механических повреждений о стенку обсадной колонны при спуске и подъеме насосного агрегата. Ребра прикреплены к основанию модуля-секции болтом с гайкой и пружинной шайбой.

Грань головки модуля-секции, имеющая минимальное угловое смещение относительно поверхности основания между ребрами, помечена пятном краски для ориентирования относительно ребер другого модуля-секции при монтаже на скважине.

Модули-секции поставляются опломбированными гарантийными пломбами-клеями предприятия-изготовителя на паяных швах.

Входной модуль состоит из основания с отверстиями для прохода пластовой жидкости, подшипниковых втулок и сетки, вала с защитными втулками и шлицевой муфты для соединения вала модуля с валом гидрозащиты.

При помощи шпилек модуль верхним концом подсоединяется к модулю-секции. Нижний конец входного модуля присоединяется к гидрозащите двигателя.

Входной модуль для насосов группы 6 имеет два исполнения: одно - с валом диаметром 25 мм - для насосов с подачами 250, 320, 500 и 800 м<sup>3</sup>/сут, другое - с валом диаметром 28 мм - для насосов с подачами 1000, 1250 м<sup>3</sup>/сут.

Входные модули и модули-секции поставляются опломбированными консервационными пломбами-пятнами синей или зеленой краски на гайках и болтах (шпильках) фланцевых соединений.

Обратные клапаны насосов групп 5 и 5А, рассчитанных на любую подачу, и группы 6 с подачей до 800 м<sup>3</sup>/сут включительно конструктивно одинаковы и имеют резьбу муфты насосно-компрессорной гладкой трубы 73 ГОСТ 633-80. Обратный клапан для насосов группы 6 с подачей свыше 800 м<sup>3</sup>/сут имеет резьбу муфты насосно-компрессорной гладкой трубы 89 ГОСТ 633-80.

Спускные клапаны имеют такие же исполнения по резьбе, как обратные.

Осевое давление, действующее на рабочее колесо 1 (рис. 4.62), передается от него на нижнюю текстолитовую шайбу 4 и затем на бурт направляющего аппарата 3.

Направляющие аппараты соединяются между собой по линии 2 и все вместе опираются в нижней части насоса на основание, а сверху зажаты гайкой, ввинченной в корпус насоса. Частично осевое давление передается валу вследствие трения колеса о вал или прихвата колеса

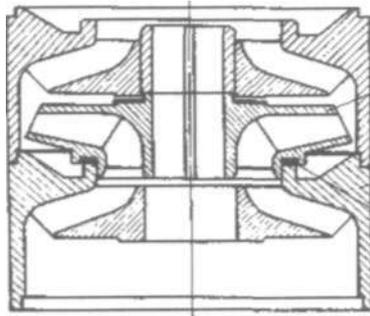


Рис. 4.62. Рабочее колесо и направляющие аппараты насоса

при отложении солей в зазоре между ним и валом или в результате коррозии металлов. Крутящий момент передается от вала к рабочим колесам латунной шпонкой, входящей в паз рабочего колеса. Шпонка расположена по всей длине сборки колес и состоит из 400...1000-мм отрезков. Вал насоса имеет сверху осевую 3 и радиальную 4 опоры скольжения, а внизу - радиальную опору скольжения 9 рис.4.58.

Рабочие колеса 7 и направляющие аппараты 6 насоса изготавливаются литыми из специального чугуна.

Материалы пар трения в осевой опоре вала - белинтинг, пропитанный графитом и резиной по стали; в верхней и нижней радиальных опорах вала - латунь или бронза по стали (для износостойких насосов - резина по стали); в осевой опоре рабочего колеса - текстолит по чугуну (для износостойких насосов - резина по стали); в радиальной опоре вала в направляющем аппарате - чугун по латуни.

Насосы повышенной износостойкости для подачи пластовой жидкости с песком отличаются от насосов обычного исполнения наличием пластмассовых (вместо чугунных) рабочих колес, материалами пар трения в опорах и наличием дополнительных резинометаллических радиальных опор, препятствующих изгибу вала при его вращении и уменьшающих его износ.

#### Вопрос 4.42. Гидрозащита электродвигателя

Протектор гидрозащиты типа Г (рис. 4.63) устанавливается между насосом и электродвигателем 6 и служит для защиты последнего от попадания в него пластовой жидкости, а также компенсирует температурные изменения объема.

Протектор состоит из двух камер А и В, разделенных резиновой диафрагмой 4. Камеры заполнены тем же маслом, что и двигатель.

При нагреве масла во время работы двигателя давление в камере В растет, оно передается диафрагмой в полость А и далее в полость В. Масло из полости А будет вытесняться в полость В до тех пор, пока давление в камере А не снизится и пластовая жидкость не станет поступать в нее через обратный клапан 5. Чтобы диафрагма не изолировала друг от друга полости А и В, в протекторе предусмотрена соеди-

нительная трубка 8. Для более надежной герметизации двигателя имеются два торцевых уплотнения 1 и 3. Опора 2 воспринимает осевые усилия, действующие на вал.

При гидрозащите типа Г опоры скольжения вала насоса работают в подаваемой пластовой жидкости.

Компенсатор 7 гидрозащиты располагается ниже электродвигателя и предназначен для компенсации изменения объема масла в двигателе при его нагреве и охлаждении и компенсации перехода масла из двигателя в полость Б. Компенсатор (рис.4.64) представляет собой камеру, образуемую эластичной диафрагмой, заполняемую тем же маслом, что и электродвигатель. Диафрагма защищена от повреждений стальным корпусом.

Полость за диафрагмой сообщена с затрубным пространством отверстиями в корпусе компенсатора. Пробка, расположенная на наружной поверхности компенсатора, предназначена для заправки масла в компенсатор, а внутреннее отверстие под заглушку - для выхода воздуха при заполнении его маслом, а также для сообщения полости двигателя и компенсатора.

После заполнения маслом компенсатора заглушка должна быть закрыта, а после монтажа установки и спуска ее в скважину заглушка автоматически открывается, при погружении компенсатора под уровень пластовой жидкости на 15...30 м.

В шифре гидрозащиты, например, 1Г51 приняты следующие обозначения: 1 - модификация, Г - тип защиты, 5 - условный размер обсадной колонны, 1 - номер разработки. Кроме гидрозащиты типа Г, на нефтяных промыслах России нашла широкое применение гидрозащита типа П.

Основные составные части протектора типа П (рис. 4.65): вал, торцевые уплотнения, корпуса, камеры, связанные гидравлически между собой последовательно с помощью отверстий, выполненных во фланцах в месте установки торцевых уплотнений.

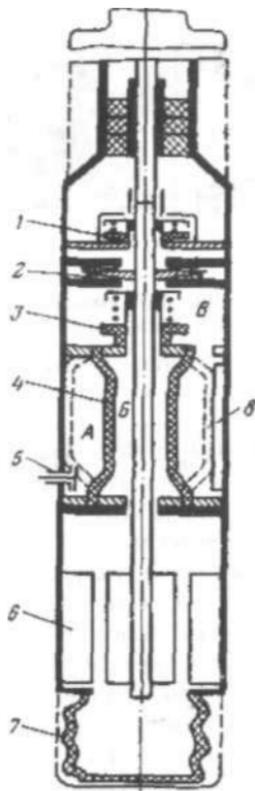


Рис. 4.63. Гидрозащита типа Г

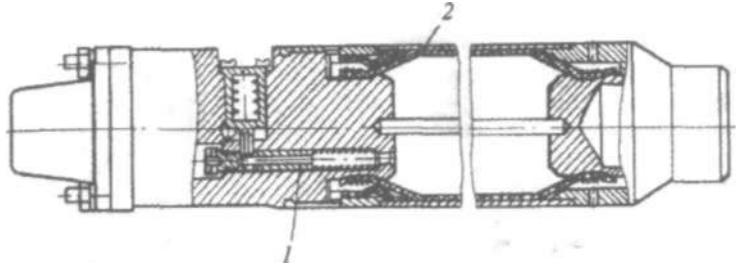


Рис. 4.64. Конструкция компенсатора гидрозашиты типа Г:  
1 - поршень автоматического клапана; 2 - диафрагма

Внутренние полости диафрагм заполнены маслом.

Торцовые уплотнения с двумя диафрагмами, закрепленными на цилиндрах, образуют верхнюю камеру над торцовым уплотнением, в районе верхней диафрагмы - среднюю камеру, в районе нижней диафрагмы - нижнюю камеру. Трубки между полостями камер расположены таким образом, что при движении сверху жидкость должна проходить по лабиринту и в двух местах этот путь механически разделяется двумя диафрагмами.

Полости, образованные диафрагмами, снабжены клапанами, через которые сбрасывается масло при избыточном давлении.

Заполнение полости протектора производится снизу. Диэлектрическое масло проходит по валу к трубке, через отверстия в трубе заполняет нижнюю полость, воздух и избыток масла через отверстия в трубе поступает в зону нижнего торцового уплотнения, заполняет его полость и под избыточным давлением через клапан выходит в следующую полость. Воздух выходит в отверстие ниппеля под пробку между нижней и средней камерами, а масло стекает на дно полости, заполняет ее до появления в отверстие под пробку и после ее закрытия пробкой продолжает поступать в полость верхней диафрагмы. Далее заполняют полости средней и верхней камеры, при этом для удаления воздуха используются пробки в верхней головке.

Полости внутри диафрагмы защищены от проникновения пластовой жидкости по валу торцевым уплотнением. Нижний конец диафрагмы протектора закреплен герметично, верхний имеет упругое крепление при помощи браслетных пружин, что позволяет осуществлять регулирование давления при температурных расширениях масла.

Для устранения перепада давления в верхней камере имеется трубка, через которую поступает пластовая жидкость в наружную полость, расположенную над диафрагмой средней камеры.

При работе двигателя масло расширяется, при этом растягивает резиновую диафрагму и прижимает ее к внутренней поверхности кор-

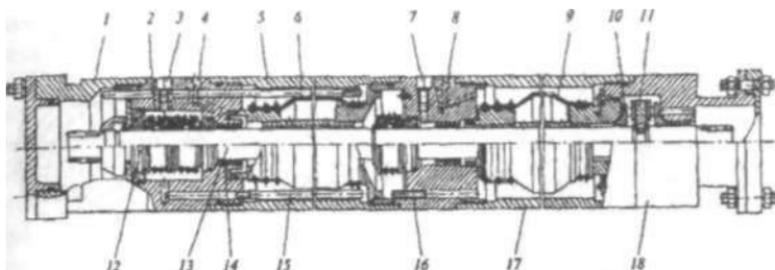


Рис. 4.65. Конструкция протектора П:

- 1 - головка верхняя; 2 - трубка; 3 - пробка; 4 - пробка; 5 - корпус; 6 - диафрагма;  
 7 - пробка; 8 - пробка; 9 - диафрагма; 10 - подпятник; 11 - пята;  
 12 - торцевое уплотнение; 13 - вал; 14 - подшипник; 15 - трубка; 16 - трубка;  
 17 - корпус; 18 - нижняя головка

пуса протектора. Лишний объем масла будет выдавлен через верхний конец диафрагмы, который имеет упругое крепление.

При остановке и охлаждении двигателя объем масла будет уменьшаться и резиновая диафрагма, воспринимая давление окружающей среды, будет втягиваться внутрь и пополнять маслом полость двигателя.

При последующем включении двигателя процесс изменения объема масла повторится, то есть при любых изменениях объема и давления масла диафрагмы будут «дышать» и отслеживать объем находящегося масла в двигателе и уравнивать давление в его полости с давлением окружающей среды.

Основным узлом протекторов являются торцевые уплотнения, предназначенные для герметизации вращающихся валов диаметром 25 мм и 35 мм.

#### Вопрос 4.43. Система токоподвода

В систему энергоснабжения входят: кабельная линия, станция управления, трансформатор.

Специальная кабельная линия служит для подвода электроэнергии к электродвигателю и состоит из основного круглого питающего кабеля, сращенного с ним плоского кабеля и муфты кабельного ввода. В зависимости от назначения в кабельную линию могут входить кабели марок КПБК или КППБПС - в качестве основного кабеля; комплектующий кабель марки КППБ; муфта кабельного ввода круглого или плоского типов.

Кабель КПБК (рис. 4.66, а) состоит из медных однопроволочных или многопроволочных жил 1, изолированных в два слоя полиэтиленом высокой плотности 2 и скрученных между собой, подушки 3 и брони 4.

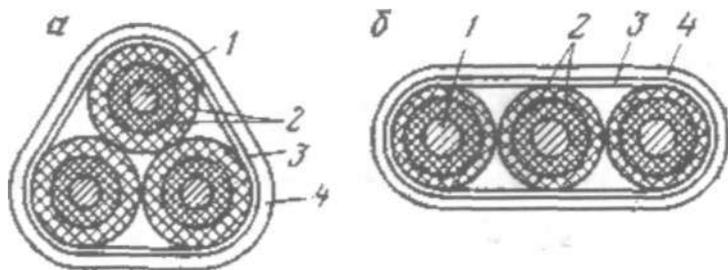


Рис. 4.66. Круглый (а) и плоский (б) кабель для подвода электроэнергии к двигателю

Кабель КППБПС (рис 4.66, б) состоит из медных однопроволочных или многопроволочных жил 1, изолированных в два слоя полиэтиленом высокой плотности 2 и уложенных в одной плоскости, подушки 3 и брони 4. Аналогичную конструкцию имеет и кабель КППБ.

Муфта кабельного ввода круглого типа (рис.4.67, а) состоит из полиэтиленового изолятора 2, изготовленного на кабеле 1, корпуса 3, фланца 4 и штепсельных наконечников 5.

Муфта кабельного ввода плоского типа (рис. 4.67, б) состоит из корпуса 2, полиэтиленового изолятора 3, изготовленного на кабеле 1, резиновых втулок 4, заглушки 5, контактных губок 6, резинового кольца 7 и уплотнительного кольца 8.

Станция управления ШГС и КУПНА обеспечивают: включение и отключение установки; работу в ручном и автоматическом режи-

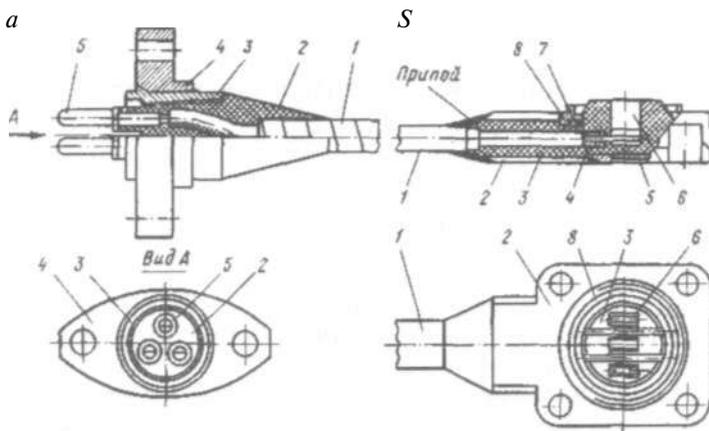


Рис. 4.67. Муфта кабельного ввода круглого (а) и плоского (б) типов

мах; управление установкой с диспетчерского пункта; возможность подключения программного реле времени КЭП-12У; самозапуск электродвигателя с выдержкой времени до 10 мин при появлении напряжения после его исчезновения; отключение станции управления при токах короткого замыкания в силовой цепи; отключение электродвигателя при увеличении или снижении номинального тока на 15%; отключение электродвигателя при отклонении напряжения питающей сети, выше 10% или ниже 15% от номинального; непрерывный контроль сопротивления изоляции кабеля с отключением при сопротивлении ниже 30 кОм; световую сигнализацию об аварийном режиме; подключение геофизических приборов; отключение установок при разрыве нефтепровода.

Трансформаторы в системе энергоснабжения установок скважинных центробежных насосов выполняются с естественным масляным охлаждением (масляные трансформаторы), устанавливаются на открытом воздухе и предназначены для повышения напряжения тока от сетевого (380 В) до необходимого рабочего напряжения электродвигателя у его ввода с учетом снижения напряжения в кабеле.

Для обеспечения рабочего напряжения электродвигателя на высокой стороне обмоток трансформаторов предусмотрено по 5... 10 отверстий (отпаек).

#### **Вопрос 4.44. Конструкция электродвигателя**

Для привода скважинного центробежного насоса применяется погружной маслонаполненный трехфазный асинхронный короткозамкнутый электродвигатель.

Погружные электродвигатели имеют диаметры корпусов 103,117, 123, 130 и 138 мм для скважин с внутренними диаметрами обсадных колонн, равными соответственно 121,7; 130; 144,3; и 148,3 мм.

Электродвигатель работает в среде пластовой жидкости, находясь под давлением столба этой жидкости, вследствие чего он выполнен герметичным. Полость электродвигателя заполняется трансформаторным маслом или маслом другой марки, пробивное напряжение которого не менее 40 кВ.

Погружной электродвигатель (рис. 4.68) состоит из статора, ротора, головки 2 и основания 14. В головке 2 размещен осевой подшипник, состоящий из пяты 3 и подпятника 4, а также установлена колодка кабельного ввода 5. В основании электродвигателя размещен масляный фильтр 13.

Статор и ротор двигателя состоят из нескольких секций.

Каждая секция статора имеет набор (пакет) магнитных 9 и немагнитных 8 жестей. Сборка секций и немагнитных пакетов имеет сплошные пазы, в которых размещаются обмоточные провода или стержни

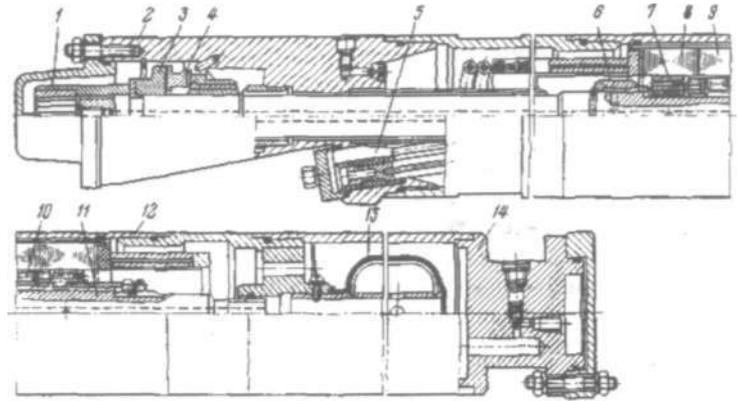


Рис. 4.68. Погружной электродвигатель

обмотки. На немагнитные пакеты жестей опираются радиальные подшипники скольжения 7 ротора. Секции статора запрессованы в корпус 12.

Секция ротора имеет пакет роторных жестей 10 и радиальный подшипник 7. В пазах пакета жестей расположены медные стержни «беличьей клетки» (коротко замкнутой обмотки ротора).

Выводные концы обмотки статора соединяются с выводными концами колодки кабельного ввода и изолируются. Колодка кабельного ввода изготавливается из эластичного диэлектрического материала.

Осевой подшипник воспринимает осевые усилия, действующие на вал ротора. На верхнем конце вала ротора находится шлицевая муфта 1, через которую гидрозашита соединяется с валом и далее с насосом. Шлицевая муфта имеет скосы на шлицах для быстрого соединения валов. На валу ротора установлена турбинка 6 для принудительной циркуляции масла внутри электродвигателя с целью смазки опор и охлаждения двигателя. Масло поступает по отверстию в валу к турбинке и нагнетается ею в полость над статором двигателя, далее по зазору между статором и ротором и по специальным пазам, выполненным в статорных жестях около корпуса двигателя, масло подается к фильтру, проходит через него и вновь поступает в отверстие вала.

При попадании пластовой жидкости в неплотности изоляции проводов обмотки электродвигателя снижаются изоляционные свойства масла, что приводит к отказу двигателя.

## **Вопрос 4.45. Монтаж установки погружных ЭЦН**

Перед спуском на устье необходимо выполнить следующие работы:

1) установить хомут-элеватор на электродвигателе, поднять электродвигатель с мостков, спустить его на устье скважины и снять предохранительную крышку;

2) установить хомут-элеватор на протекторе, поднять протектор над скважиной, снять предохранительную крышку с нижнего конца протектора, проверить вращение вала протектора и электродвигателя шлицевым ключом, установить свинцовую прокладку на электродвигатель, соединить вал протектора с валом двигателя шлицевой муфтой, соединить протектор с электродвигателем;

3) снять хомут-элеватор с электродвигателя и опустить двигатель с протектором в устье скважины;

4) снять предохранительную крышку с верхнего конца протектора и проверить вращение вала шлицевым ключом;

5) поднять электродвигатель с протектором над фланцем обсадной колонны и снять упаковочные крышки с кабельного ввода электродвигателя и кабельной муфты, проверить изоляцию;

6) установить свинцовую прокладку в паз кабельного ввода, соединить кабельную муфту с концами обмотки статора электродвигателя и слегка закрепить гайками, не допуская полного уплотнения;

7) вывинтить пробку для выпуска воздуха из нижней камеры протектора и пробку обратного клапана в головке двигателя, ввинтить на место пробки штуцер напорного шланга заправочного насоса; закачать в двигатель жидкое масло до появления его в отверстии нижней камеры протектора и в зазоре неплотно затянутой кабельной муфты; вывинтить штуцер заправочного насоса и ввинтить на место пробку обратного клапана головки двигателя;

8) ввинтить пробку в протектор и затянуть гайки, с помощью которых кабельная муфта крепится к двигателю; опустить двигатель с протектором в скважину до посадки хомута на протекторе на фланец обсадной колонны и проверить вращение двигателя включением в электросеть;

9) навинтить патрубков-переводник на насос, поднять насос с мостков; снять предохранительную крышку с конца насоса, вывинтить пробку в основании насоса, проверить вращение вала насоса шлицевым ключом; установить свинцовую прокладку и шлицевую муфту на вал протектора и соединить насос с протектором;

10) снять хомут-элеватор с протектора, поднять протектор над фланцем обсадной колонны; вывинтить пробку обратного клапана протектора и ввинтить на ее место штуцер заправочного насоса с жидким маслом; вывинтить пробку из спускного отверстия протектора

и закачать жидкое масло до его появления в спускном отверстии протектора.

11) ввинтить пробку в спускное отверстие протектора и продолжать закачивать жидкое масло до появления его в отверстии основания насоса;

12) ввинтить в отверстие основания насоса манометр и опрессовать агрегат;

13) при отсутствии утечек масла в соединениях вывинтить манометр и штуцер заправочного бачка;

14) ввинтить воздушную пробку протектора и открыть перепускной клапан протектора на 1Д..2 оборота;

15) при появлении густого масла в отверстии основания насоса закрыть пробку, спустить агрегат и установить предохранительные кожухи;

16) подключить кабель и произвести пробный запуск насоса.

После спуска труб при их подвеске на планшайбе следует провести заключительные операции:

1) ввинтить подъемный патрубок в планшайбу, поднять ее с мостков и навинтить на колонну труб;

2) приподнять колонну труб и снять приспособление для защиты кабеля с устья скважины и посадить колонну труб на колонный фланец;

3) вывинтить подъемный патрубок из муфты планшайбы;

4) установить и закрепить сектор планшайбы;

5) поднять и ввинтить арматуру (тройник и задвижку) в муфту планшайбы;

6) соединить нагнетательную линию арматуры и проверить работу насоса и станции управления.

При подвеске труб и переводной катушки необходимо:

1) снять кабель с подвесного ролика;

2) поднять переводной патрубок вместе с переводной катушкой и навинтить на колонну труб;

3) приподнять колонну труб и снять приспособление для защиты кабеля с устья скважины;

4) проташить свободный конец кабеля в отверстие катушки;

5) посадить колонну труб на крестовик и закрепить переводную катушку с крестовиком болтами;

6) установить сальниковое уплотнение;

7) отсоединить переводной патрубок от переводной катушки;

8) поднять елку арматуры и соединить ее с переводной катушкой;

9) соединить нагнетательные линии арматуры. Автотрансформатор и станция управления имеют салазки, и для них не требуется изготавливать фундаменты. Их устанавливают на полу дощатой будки, которая защищает их от атмосферных осадков и заносов зимой.

В последнее время для скважин, эксплуатируемых погружными центробежными электронасосами (ПЭЦН), вместо планшайб применяют специальную арматуру, которая отличается от обычной фонтанной конструкцией катушки, предназначенной для пропуска кабеля. Для этого в катушку вварена сальниковая камера, уплотненная набивкой. Подвеска насосных труб аналогична подвеске подъемных труб в фонтанных скважинах. Эту арматуру выпускают тройниковой и крестовой.

#### **Вопрос 4.46. Обслуживание установок погружных ЭЦН**

В процессе эксплуатации погружные электронасосы не требуют постоянного ухода за ними. Наблюдение заключается в следующем:

- не реже одного раза в неделю измеряют подачу насоса;
- еженедельно измеряют напряжение и силу тока электродвигателя;
- периодически очищают аппаратуру станции управления от пыли и грязи, подтягивают ослабевшие и зачищают подгоревшие контакты, проверяют затяжку болтов на клеммах трансформатора (обесточенных);

- устраняют негерметичности трубопроводов.

Неполадки в работе скважины могут быть вызваны отложениями песка, парафина и солей, вредным влиянием газа.

Борьба с вредным влиянием газа на работу ЭЦН осуществляется так. Увеличивают глубину погружения насоса под динамический уровень, в результате чего возрастает давление на приеме и, как следствие, уменьшается объемный расход свободного газа за счет сжатия, т. е. увеличивается растворимость газа в нефти. На глубине, где давление на приеме насоса равно давлению насыщения нефти, весь газ растворен в нефти и его вредное влияние прекращается.

#### **Вопрос 4.47. Назначение и конструкция обратного и спускного клапана**

Известно, что центробежный электронасос легче запускается при нулевой подаче (производительности), т. е. при закрытой задвижке.

Насос будет потреблять наименьшую мощность, если подача его будет равна нулю, а напор соответствовать максимальному значению. При уменьшении напора производительность возрастает. Наименьшему напору соответствует наибольшая производительность насоса. В этом случае насос будет потреблять максимальную мощность, значительно превышающую нормальную мощность.

В обычных стационарных центробежных электронасосах максимальный напор легко создается закрытием задвижки, расположенной

около насоса. В погружном центробежном электронасосе исключена возможность установки задвижки в трубопроводе около насоса, задвижка на поверхности скважины не может дать нужных результатов для облегчения запуска агрегата.

Если производить запуск погружного электронасоса, пользуясь одной только задвижкой, установленной на поверхности, то после включения агрегата электронасос не будет иметь какого-либо напора и будет развивать максимальную производительность, так как находящийся в трубах воздух или газ будет медленно сжиматься, уменьшаясь в объеме, а двигатель при этом будет сильно перегружен.

По мере заполнения насосных труб добываемой жидкостью будут возрастать напор и уменьшаться производительность. Заполнение длинной колонны насосных труб может производиться в течение продолжительного времени в зависимости от уровня жидкости в скважине, диаметра насосных труб и производительности насоса.

Иногда заполнение колонны труб происходит в течение 5... 15 мин., а иногда значительно дольше. Естественно, что такая продолжительная работа электродвигателя с большой перегрузкой не может считаться нормальной и может повлечь за собой аварию, если не будет работать защита.

Вообще же максимальная защита станции управления не допустит такой продолжительной перегрузки и отключит установку. Производить же запуск, минуя защиту, опасно как для обслуживающего персонала, так и для электрооборудования.

Кроме того, закрытие задвижки на поверхности скважины существенно не облегчит запуска электронасоса, но в то же время создаст определенную опасность, так как находящийся в трубах воздух или газ по мере подъема жидкости будет находиться под давлением, а работать с задвижкой, находящейся под высоким давлением газа, значительно опасней, чем под давлением жидкости.

Для облегчения запуска погружного электронасоса и избежания всех неудобств применяют обратный клапан (рис. 4.69).

Обратный клапан представляет стальной патрубок, имеющий с обоих концов внутреннюю резьбу для соединения с насосными трубами. В расточке патрубка устроено седло для клапана, которое может быть либо выточено в самом корпусе, либо сделано вставным из бронзы. Над седлом выточена кольцевая канавка для специального разжимного кольца, ограничивающего выдвигание клапана. Обратный клапан расположен между насосом и насосными трубами. Обычно клапаны изготавливают из бронзы.

Кроме приведенных обратных клапанов в настоящее время используются обратные клапаны тарельчатого типа, назначение и принцип действия которых аналогичны описанным.

Обратный клапан может быть помещен также в самом электронасосе, т. е. в ловильной головке. При применении обратного клапана после спуска агрегата в скважину можно производить заливку насосных труб жидкостью перед пуском электронасоса и в дальнейшем, в случае остановок электронасоса - удерживать ее в трубах. Жидкость, находящаяся в колонне насосных труб, создает определенное давление и значительно облегчает запуск электронасоса.

Обратный клапан является существенным и необходимым приспособлением в погружном электронасосе.

Эксплуатация погружного электронасоса без обратного клапана считается ненормальной и даже опасной. Однако применение одного лишь обратного клапана может усложнить подъем насосных труб, заполненных жидкостью, так как в этом случае при подъеме и развинчивании труб будет разливаться находящаяся в них жидкость и затруднять работу.

Во избежание этого применяется сливной или, как его называют, спускной клапан (рис. 4.70).

Спускной клапан представляет собой патрубком, похожий на соединительную муфту с внутренней конусной резьбой, соответствующей определенному размеру насосных труб. В средней части муфты, между витками резьбы, имеется отверстие с резьбой для штуцера.

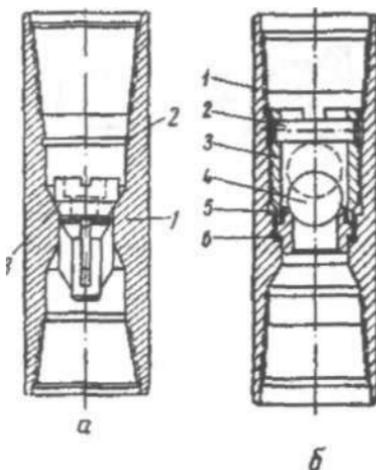


Рис. 4.69. Обратный клапан:

*a* - с конусным уплотнением:

- 1 - патрубок; 2 - ограничивающее кольцо;  
3 - клапан; *б* - шариковый: 1 - муфтовый переводник; 2 - ограничивающая шпилька;  
3 - специальная гайка; 4 - шарик;  
5 - седло клапана;  
6 - резиновое уплотнительное кольцо.

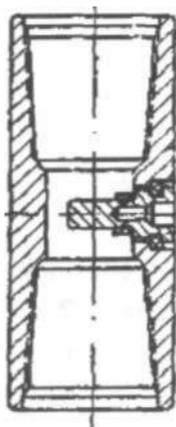


Рис. 4.70. Спускной клапан:

- 1 - патрубок; 2 - штуцер.

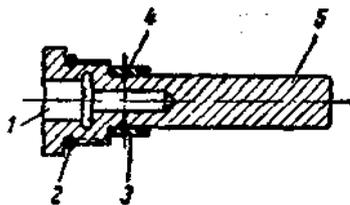


Рис. 4.71. Штуцер спускного клапана:

- 1 - шестигранное отверстие под ключ;
- 2 - резиновое уплотнительное кольцо;
- 3 - резиновое предохранительное кольцо;
- 4 - надрез; 5 - удлиненный конец штуцера.

Штуцер (рис. 4.71) изготавливают из бронзы.

С наружной стороны, т. е. со стороны резьбы, он имеет глухое отверстие диаметром 5...8 мм, просверленное на глубину 30 мм. Головку отверстия запиливают под шестигранный ключ, при помощи которого штуцер ввинчивают в муфту.

Резиновое колечко (см. рис. 4.71) очень хорошо уплотняет штуцер в отверстии, выдерживая

любое практически необходимое давление.

Спускной клапан монтируют над обратным клапаном. В некоторых насосах спускной клапан, так же как и обратный клапан, вмонтирован в корпусе ловильной головки электронасоса.

Когда возникает необходимость поднимать погружной электронасос из скважины, в насосные трубы сбрасывают металлический ломик. Ломик, пролетая через трубы, ударяет по удлиненному концу штуцера, отламывает его в месте надреза и открывает отверстие для слива жидкости, находящейся в колонне насосных труб.

Таким образом, подъем и развинчивание труб будут производиться без каких-либо неудобств и разлива жидкости.

Сломанный штуцер впоследствии реставрируют или заменяют новым.

В районах, где добываемая нефть содержит много парафина и для очистки труб от парафина применяют автоматические скребки; над спускным клапаном устраивают специальный предохранитель на случай падения скребка.

Этот предохранитель предотвращает слом штуцера скребком и в то же время не препятствует сбрасываемому ломиком сбивать штуцер.

#### **Вопрос 4.48. Компоновка погружного агрегата электровинтовой насосной установки**

Существенным недостатком центробежных насосов является его низкая эффективность при работе в скважинах с дебитами ниже 60 м<sup>3</sup>/сут и с малыми диаметрами эксплуатационных колонн. Это явление обусловлено свойствами центробежного насоса - степенной зависимостью развиваемого напора от диаметра колеса, т. е. в конечном счете от диаметрального габарита насоса.

С другой стороны, высокая единичная мощность агрегата обусловлена рациональным принципом его компоновки - расположением первичного двигателя в непосредственной близости от насоса.

Электровинтовые насосы сконструированы аналогично УЦЭН, но вместо гидродинамического центробежного насоса используется объемный - винтовой насос. Это решение позволяет использовать все преимущества объемного насоса и преимущества компоновки агрегата ЦЭН.

Установка погружного винтового сдвоенного электронасоса (рис. 4.72) состоит из насоса 5, электродвигателя с гидрозащитой 7, комплектного устройства 2, токоподводящего кабеля с муфтой кабельного ввода 6. В состав установок с подачами 53,100 и 200 м<sup>3</sup>/сут входит еще и трансформатор 1, так как двигатели этих установок рассчитаны соответственно на напряжение 700 и 1000 В.

Насос и двигатель с гидрозащитой спускаются в скважину на насосно-компрессорных трубах 4.

Электроэнергия от трансформатора и комплектного устройства, расположенных на поверхности земли, подается к электродвигателю по специальному бронированному кабелю, который крепится к трубам специальными поясами 3.

Все погружные винтовые электронасосы выполнены по одной и той же схеме с двумя рабочими органами (табл. 4.14[15]).

Принцип действия винтовых насосов заключается в том, что винт или винты насоса и его обойма образуют по своей длине ряд замкнутых полостей, которые при вращении винтов передвигаются от приема насоса к его выкиду. В начальный момент каждая полость сообщается с областью приема насоса, при продвижении вдоль оси насоса ее объем увеличивается, заполняясь перекачиваемой жидкостью, после чего становится полностью замкнутым. У выкида объем полости сообщается с полостью нагнетания, постепенно уменьшается, а жидкость выталкивается в трубопровод.

Винтовые насосы могут быть с несколькими или с одним винтом. Для перекачивания нефти используются одновинтовые насосы. У одновинтового насоса замкнутая полость образуется одним металлическим винтом и резиновой обоймой. Винт имеет однозаходную плавную нарезку с весьма большим отношением.

В настоящее время разработаны установки типа УЭВНТ 5А на подачу 16...200 м<sup>3</sup>/сут при напоре 1200...900 м, где Т означает тихоходный двигатель (частота вращения 1500 мин<sup>-1</sup>). Их подача меньше зависит от напора. Они оказались эффективными при работе на вязких жидкостях (до 6-10-4 м<sup>2</sup>/с) и расходном газосодержании на приеме до 0,5. Область применения их ограничена температурой до 30...70 °С. Вследствие теплового расширения это определяет различный натяг

или зазор - посадку винта в обойме. Слабым звеном пока является резиновая обойма.

#### **Вопрос 4.49. Конструкция скважинного винтового насоса**

Конструкция скважинного винтового насоса предусматривает использование двух уравновешенных винтов с правым 7 и левым 4 направлениями спирали. Винты изготовлены из титановых сплавов для увеличения износостойкости и полыми для уменьшения инерционных усилий (рис. 4.73).

Осевые усилия от винтов приложены к эксцентриковой соединительной муфте 5, расположенной между ними, и взаимно компенсируются. Привод винтов осуществляется от расположенного в нижней части электродвигателя через протектор 10, эксцентриковую пусковую муфту 9 и вал 8. Эксцентриковые муфты обеспечивают необходимое вращение винтов 4 и 7. Пусковая муфта осуществляет пуск насоса при максимальном крутящем моменте двигателя, отключает насос при аварийном выходе его из строя, предотвращает движение винта в противоположную сторону при обесточивании двигателя или неправильном подключении кабеля.

Прием жидкости из скважины ведется через две фильтровые приемные сетки 2, расположенные сверху верхнего и внизу нижнего винтов. Общий выход жидкости происходит в пространстве между винтами, дальше она проходит по кольцу между корпусом обоймы верхнего винта и кожухом насоса к многофункциональному предохранительному клапану 1 поршеньково-золотникового типа. Обойдя по сверлению предохранительный клапан, жидкость проходит в шламовую трубку и попадает в НКТ.

Предохранительный клапан перепускает жидкость в НКТ при спуске насоса в скважину и из НКТ при подъеме, а также перепускает жидкость из НКТ в затрубное пространство при остановках насоса, недостаточном притоке из пласта, содержании в жидкости большого количества газа, повышении устьевого давления выше регламентированной величины (объемный насос не может работать при закрытом выкиде). Шламочная труба представляет собой заглушенный сверху патрубком с боковыми отверстиями и предохраняет насос от попадания в него механических твердых частиц с поверхности и из откачиваемой жидкости при остановках. Шлам собирается между внутренней поверхностью НКТ и наружной поверхностью шламовой трубы.

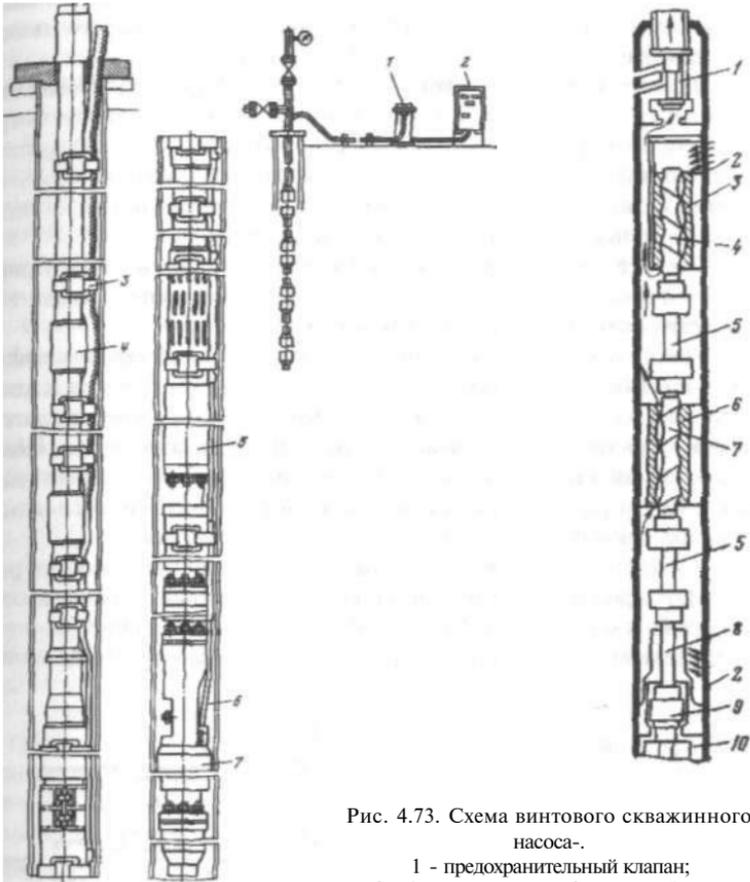


Рис. 4.72. Установка погружного винтового сдвоенного электронасоса

Рис. 4.73. Схема винтового скважинного насоса-

- 1 - предохранительный клапан;
- 2 - фильтровая сетка; 3 - левая обойма;
- 4 - левый винт; 5 - эксцентриковая шарнирная соединительная муфта;
- 6 - правая обойма; 7 - правый винт; 8 - вал;
- 9 - пусковая муфта; 10 - протектор

### Вопрос 4.50. Принципиальные схемы закрытой и открытой ГПНУ

Тип принципиальной схемы циркуляции рабочей жидкости предопределяет способ возврата рабочей жидкости на поверхность. В установках с закрытой схемой жидкость после совершения ею полезной работы из гидродвигателя по отдельному каналу поднимается на поверхность. Продукция пласта, выходящая из скважинного насоса, поднимается по своему отдельному каналу.

В установках с открытой схемой жидкость, выйдя из гидродвигателя, смешивается с жидкостью, выходящей из скважинного насоса, и поднимается на поверхность по общему каналу.

Недостатком первой схемы является большая металлоемкость, поскольку от устья к погружному агрегату необходимо спустить три герметичных трубопровода: для подачи рабочей жидкости к агрегату, для ее отвода и для подъема пластовой жидкости. Достоинством этой схемы являются незначительные потери рабочей жидкости, определяемые только лишь утечками из системы привода.

Следует заметить, что производительность системы подготовки рабочей жидкости всей установки в значительной степени зависит от качества подготовки рабочей жидкости.

Установки с открытой схемой обладают меньшей металлоемкостью, так как предполагают каналы только для двух потоков жидкости - сверху вниз - рабочей, а снизу вверх - смеси рабочей и пластовой жидкости. Соответственно проще и оборудование устья. Недостатком этой системы является необходимость обработки большого количества рабочей жидкости, что требует применения сложных и высокопроизводительных систем для ее подготовки.

Принципиальные схемы установок обоих типов приведены на рис. 4.74. В каждой из них двигатель 1 приводит в действие силовой насос 2, который по колонне труб 3 подает рабочую жидкость к двигателю 4 гидропоршневого агрегата (ГПНА). Скважинный насос 5 ГПНА, приво-

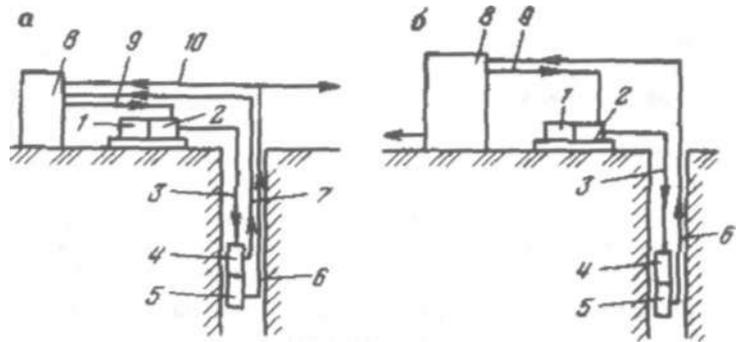


Рис. 4.74. Принципиальные схемы закрытой (а) и открытой (б) гидропоршневых насосных установок:  
 1 - электродвигатель; 2 - силовой насос; 3 - линия подачи рабочей жидкости;  
 4 - гидродвигатель; 5 - скважинный гидропоршневой насос;  
 6 - канал для отвода продукции скважины; 7 - канат для отвода рабочей жидкости;  
 8 - блок подготовки рабочей жидкости; 9 - трубопровод для подачи рабочей жидкости;  
 10 - трубопровод для отвода скважинной жидкости

димый в действие двигателем 4 забирает пластовую жидкость из скважины и по колонне труб 6 направляет ее вверх. В установке с открытой схемой рабочая жидкость из мотора поднимается на поверхность по колонне труб 6, а в установке с закрытой схемой - по отдельной колонне 7.

В установке с открытой схемой смесь пластовой и рабочей жидкости из колонны 6 направляется в устройство подготовки рабочей жидкости 8, из которого очищенная нефть по трубопроводу 9 поступает на прием силового насоса 2, а остальная часть потока вместе с отдельными примесями направляется в сборный промысловый коллектор.

В установке с закрытой схемой рабочая жидкость возвращается в буферную емкость устройства подготовки 8, откуда трубопроводом 9 направляется на прием силового насоса 2. Пластовая жидкость из колонны 7 отводится в сборный промысловый коллектор, а небольшая часть жидкости (1...2%) по трубопроводу 10 направляется в устройство подготовки 8 для компенсации потерь рабочей жидкости.

Блочные автоматизированные установки гидропоршневых насосов (УГН) предназначены для добычи нефти из 2...8 кустовых наклонно-направленных скважин с внутренними диаметрами эксплуатационных колонн 117,7... 155,3 мм. Установки можно применять для добычи нефти плотностью 870 кг/м<sup>3</sup>, содержащей до 99% воды, до ОД г/л механических примесей, до 0,01 г/л сероводорода, при температуре пласта до 120 °С.

Установки изготавливают в климатическом исполнении У, ХЛ.

Пример условного обозначения установки при заказе: установка гидропоршневых насосов УГН25-150-25, где УГН - установка гидропоршневых насосов; 25 - подача одного гидропоршневого агрегата, м<sup>3</sup>/сут; 150 - подача установки суммарная, м<sup>3</sup>/сут; 25 - давление нагнетания гидропоршневого агрегата при заданном давлении нагнетания рабочей жидкости, МПа.

Установка УГН (рис. 4.75) состоит из скважинного и наземного оборудования.

Принцип действия установки основан на использовании гидравлической энергии жидкости, закачиваемой под высоким давлением по специальному каналу в гидравлический забойный поршневой двигатель возвратно-поступательного действия, преобразующий эту энергию в возвратно-поступательное движение жестко связанного с двигателем поршневого насоса.

Скважинное оборудование включает в себя гидропоршневой насосный агрегат, размещенный в нижней (призабойной) части обсадной колонны, систему каналов, по которым подводится рабочая жидкость, отводится добытая и отработанная жидкость; устьевую арматуру

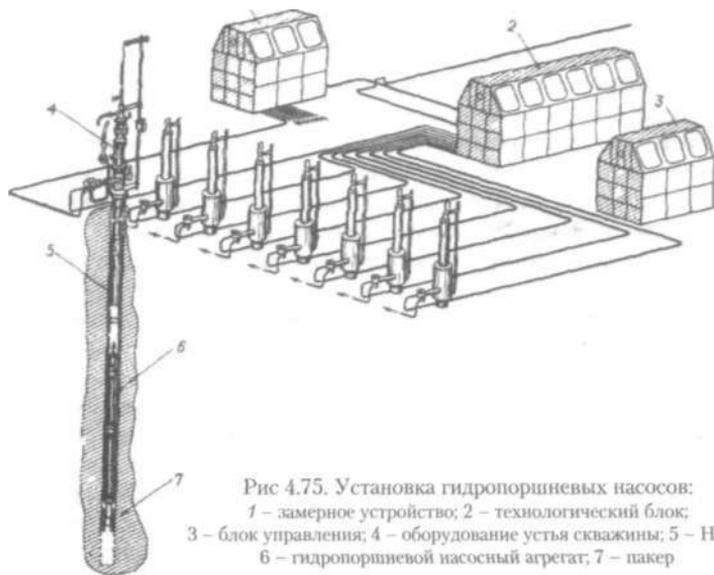


Рис 4.75. Установка гидропоршневых насосов:  
 1 – замерное устройство; 2 – технологический блок;  
 3 – блок управления; 4 – оборудование устья скважины; 5 – НКТ;  
 6 – гидропоршневой насосный агрегат; 7 – пакер

и вспомогательные устройства: ловильную камеру, мачту с подъемным устройством и переключателем потока рабочей жидкости.

В состав наземного оборудования входят устройства для подготовки рабочей жидкости, насосы высокого давления, распределительная гребенка, которая служит для направления рабочей жидкости под заданным давлением с требуемым расходом к гидропоршневым насосным агрегатам, силовое и контрольно-регулирующее электрооборудование.

Использование гидропривода позволяет при небольшом давлении силового насоса применить погружной насос с высоким рабочим давлением или при небольшом расходе рабочей жидкости - с высокой подачей. Это достигается возможностью изменения в определенном диапазоне отношения эффективных площадей насоса и гидродвигателя и установкой поршней разного диаметра как в насосе, так и в гидродвигателе.

Наземная станция установки УГН состоит из двух блоков: технологического и управления.

Все оборудование наземной станции располагается в двух транспортабельных блоках-боксах размерами 3x12 и 3x6 м.

В технологическом блоке сепаратор вместимостью 16 м<sup>3</sup> располагается на «втором этаже», что обеспечивает создание силовым насосом гидростатического подпора около 1,5 м и позволяет разместить

все остальное оборудование под газосепаратором и рядом с ним: три силовых насоса, из которых один - резервный, центробежные насосы, позволяющие спокойно встраивать установку в систему сбора с давлением до 2,5 МПа, гидроциклоны с циркуляцией рабочей жидкости, распределительную гребенку, многопоточный дозировочный насос, емкость с запасом, химреагентов.

Для привода гидропоршневого насоса применяются трех - или пятиплунжерные насосы высокого давления со специальным исполнением гидроблока, рассчитанные на продолжительную непрерывную работу с минимальным обслуживанием.

#### **Вопрос 4.51. Принцип действия гидропоршневого насосного агрегата**

ГПНА по принципу действия скважинного насоса можно разделить на три группы соответственно с насосами одинарного, двойного и дифференциального действия (рис. 4.76).

Рабочая жидкость непрерывно нагнетается с поверхности силовым насосом насосного блока по каналу 3 в гидродвигатель 4. Золотник, совмещенный с гидродвигателем, переключает подачу рабочей жидкости поочередно в полости над и под поршнем 5 гидродвигателя и соответственно выход отработанной жидкости в канал 2 из полостей под и над поршнем. Так как давление нагнетаемой рабочей жидкости существенно больше давления отводной рабочей жидкости, то под действием перепада давления между этими полостями поршень гидродвигателя совершает возвратно-поступательное движение вверх и вниз.

Конструктивно золотник выполнен в виде фасонной втулки, которая перемещается в своем цилиндре с подводщими и отводящими каналами и управляется штоком 6 поршня гидродвигателя.

С поршнем 5 гидродвигателя шток 6 жестко связывает поршень 9 скважинного насоса 10, который также совершает возвратно-поступательное движение. Насос откачивает жидкость из скважины.

В насосе одинарного действия (рис. 4.76, а) при ходе поршня 9 вверх нагнетательный клапан 13 закрыт, так как на него действует значительно большее давление со стороны линии 1 выхода скважинной жидкости. При ходе поршня 9 вниз закрывается всасывающий клапан 12 и открывается нагнетательный клапан 13, жидкость из цилиндра насоса 10 вытесняется в линию 1 выхода скважинной жидкости. Полость над поршнем через отверстие 8 сообщается с затрубным пространством скважины.

В насосе двойного действия (рис. 4.76, б) подача скважинной жидкости происходит при ходе поршня 9 вверх и вниз, то есть при прочих

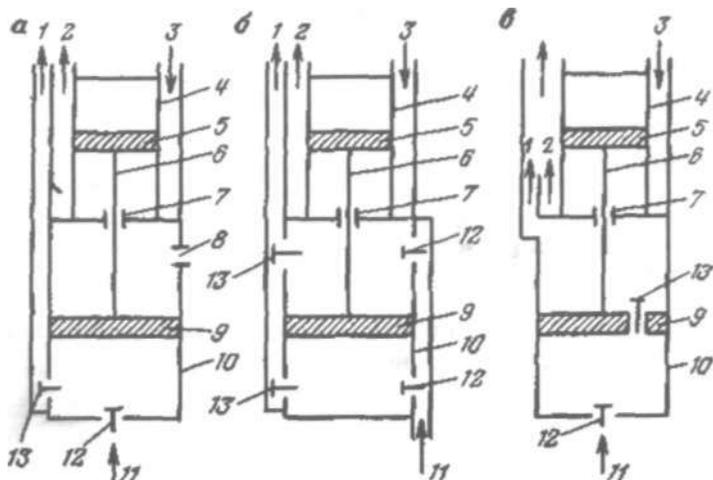


Рис. 4.76. Принципиальные схемы гидропоршневых насосов одинарного (я), двойного (б) и дифференциального (в) действия:

- 1 - выход скважинной жидкости; 2 - выход рабочей жидкости; 3 - вход рабочей жидкости; 4 - гидродвигатель с золотником; 5 - поршень гидродвигателя; 6 - шток; 7 - уплотнение штока; 8 - отверстие; 9 - поршень скважинного насоса; 10 - скважинный насос; 11 - вход скважинной жидкости; 12 - всасывающий клапан; 13 - нагнетательный клапан

равных условиях почти в 2 раза больше подачи насоса одинарного действия. В них, например, при ходе поршня вверх одновременно происходит всасывание в полость под поршнем и нагнетание жидкости в линию 1 из полости над поршнем.

Гидропоршневой насосный агрегат дифференциального типа (рис. 4.76, в) работает за счет перепада давления  $\Delta p$ , создаваемого разностью между давлением рабочей жидкости и давлением откачиваемой жидкости. Поршень 9 насоса 10 изготовлен сквозным, и в нем расположен нагнетательный клапан 13. Работает насос аналогично ШСН. Движение поршневой группы вниз происходит под действием силы, равной произведению этого перепада давления на площадь сечения штока. При этом закрывается всасывающий клапан 12, открывается нагнетательный клапан 13 и в канал 1 выталкивается часть откачиваемой жидкости в объеме штока б, входящего в цилиндр насоса 10.

При крайнем нижнем положении поршневой группы посредством продольной канавки в штоке над и под золотником создается давление рабочей жидкости.

Поскольку нижняя головка золотника диаметром больше верхней, то золотник под действием разности сил (произведение давле-

ния на площадь) поднимается вверх и сообщает полость над поршнем 5 двигателя с полостью выкида скважинкой жидкости 1.

Так как под поршнем двигателя всегда действует давление нагнетаемой рабочей жидкости, то на поршень 5 двигателя начинает действовать сила, обусловленная перепадом давления  $\Delta p$ , и система начнет движение вверх. При этом закрывается нагнетательный клапан 13, открывается всасывающий клапан 12, происходит нагнетание скважинной жидкости и всасывание свежей порции в цилиндр насоса.

Различное расположение рабочих полостей в двигательной и насосной частях позволяет создать много схем ГПНА.

Реализованные серийные или опытные образцы представляют собой в основном агрегаты с двигателем и насосом двойного или дифференциального действия. Наиболее просты в конструктивном исполнении ГПНА дифференциального типа, однако, у агрегатов двойного действия более высокий коэффициент полезного действия и более плавный режим работы.

В настоящее время давление на выходе силового поверхностного насоса достигает 21 МПа, иногда его повышают до 35 МПа. В целом коэффициент полезного действия ГПНУ невысокий. Экономическая эффективность применения ГПНУ по сравнению с насосным оборудованием других типов возрастает

с увеличением глубины подвески ГПНА. ГПНУ позволяют эксплуатировать скважины с высотой подъема до 4500 м, с максимальным дебитом до 800 м<sup>3</sup>/сут при высоком содержании в скважинной продукции воды (до 98%), песка (до 2%) и агрессивных компонентов. Увеличение высоты подъема и подачи можно достигнуть применением тандемов-агрегатов, у которых в одном корпусе монтируются два и более насосов, а также гидродвигателей, соединенных общим штоком, но работающих параллельно.

Перспективы применения ГПНУ связывают с эксплуатацией скважин, в которых работа штанговых насосов оказывается невозможной, а также при разбуривании месторождений кустами скважин, что позволяет обслуживать одной ГПНУ несколько ГПНА.

#### **Вопрос 4.52. Схема работы и принцип действия диафрагменного насоса**

Скважинные диафрагменные насосы предназначены для работы в условиях больших пескопроявлений (значительного содержания механических примесей) или для откачки агрессивных жидкостей, так как перекачиваемая жидкость соприкасается только с клапанами, диафрагмой и стенками рабочей полости. Подача УЭДН составляет 4... 16 м<sup>3</sup>/сут при напоре 650... 1700 м. Межремонтный период их при откачке агрессивных сред с массовым содержанием механических

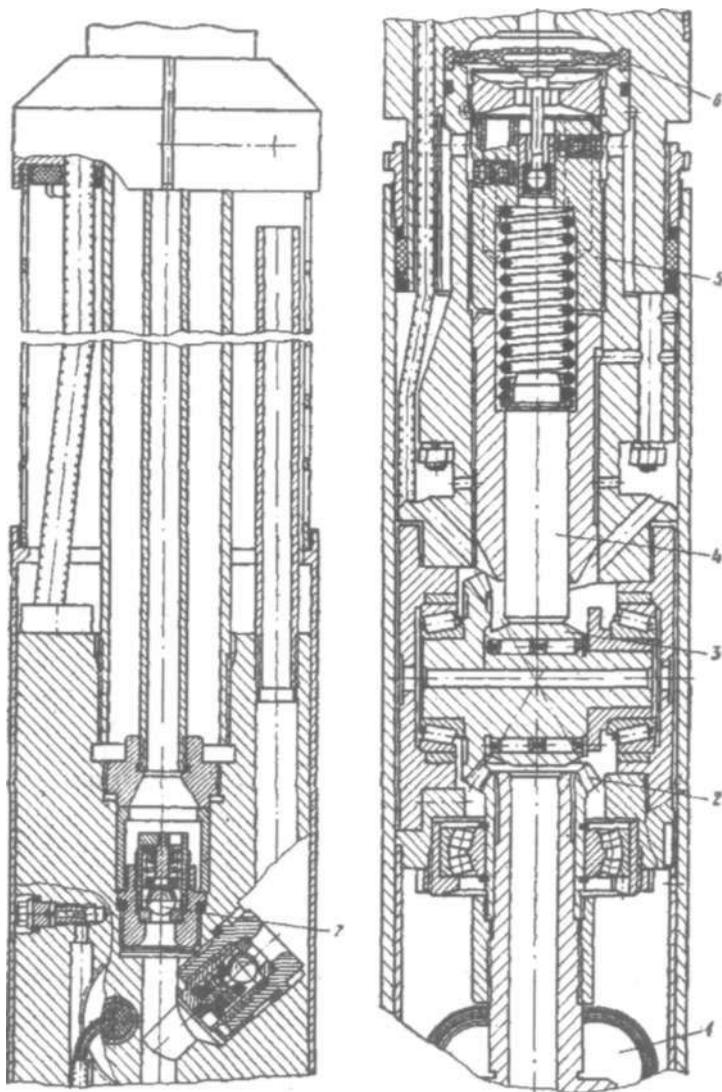


Рис. 4.77. Схема диафрагменного насоса:  
 - двигатель; 2 - конический редуктор; 3 - кулачок-эксцентрик; 4 - рабочий плунжер;  
 5 - клапанный регулятор работы диафрагмы; 6- диафрагма; 7 - клапан насоса.

примесей до 1,8% существенно больше, чем межремонтный период скважинных штанговых насосов и ЭЦН.

Наиболее важной особенностью глубинных диафрагменных насосов является расположение всех рабочих органов насоса, кроме всасывающего и нагнетательного клапанов, в маслозаполненной герметичной камере. Эта камера отделена от добываемой жидкости гибкой диафрагмой. Таким образом, воздействию добываемой жидкости подвергается минимально возможное количество деталей глубинного насоса.

Схема диафрагменного насоса (рис. 4.77) - конструктивно объединяет насосные узлы с маслозаноленным асинхронным электродвигателем. С ротором электродвигателя жестко связана ведущая шестерня конического редуктора. На ведомой шестеренке смонтирован эксцентрик, создающий поступательное движение плунжеру насоса.

Возвратное движение плунжера осуществляется с помощью цилиндрической пружины. Все камеры электродвигателя и насоса, вплоть до диафрагмы, заполнены жидким маслом. Для компенсации изменения объема масла при нагреве в нижней части двигателя имеется резиновый мешок-сильфон. Количество масла, закачиваемого рабочим поршнем под диафрагму, должно обеспечивать необходимую величину перемещения диафрагмы, зависящую от условий эксплуатации. Специальное клапанное устройство, связанное с движением диафрагмы насоса, автоматически регулирует объем закачиваемого масла. При лишнем количестве масла толкатель диафрагмы открывает клапан сброса масла, при недостаточном - клапан поступления масла. Шариковые всасывающий и нагнетательный клапаны диафрагменного насоса смонтированы в его головке. В этой же головке закреплены всасывающий и нагнетательный патрубки с пескоотделителем. Добываемая жидкость поступает к всасывающему патрубку через фильтр. Электродвигатель оснащен кабельным вводом для подсоединения специального кабеля. Система разборных уплотнений герметизирует основные узлы агрегата, упрощая его ремонт.

Наиболее ответственными узлами агрегата являются редуктор, диафрагма и клапаны.

#### **Вопрос 4.53. Схема работы и принцип действия струйного насоса**

В последние десятилетия ведутся активные поиски новых способов добычи нефти, особенно в области эксплуатации наклонных скважин. При использовании бесштанговых гидроприводных струйных насосных установок вместо УСШН в скважинах со значительной кривизной ствола энергетические затраты существенно снижаются, а межремонтный период (МРП) скважинного оборудования увеличивается.

Компактность, высокие монтажеспособность, эффективность и степень унификации узлов позволяют применять гидроприводные насосные установки при эксплуатации кустовых скважин в труднодоступных районах Сибири и на морских месторождениях.

Изменение условий эксплуатации многих нефтяных месторождений, связанное с увеличением числа объектов разработки в труднодоступных северных районах и на континентальном шельфе, вызвало возрождение интереса к струйным насосным установкам.

Струйные насосы являются разновидностью гидроприводных насосов, и они обладают всеми достоинствами этого вида оборудования.

Благодаря своим конструктивным особенностям струйные аппараты отличаются высокой надежностью и эффективностью, особенно в осложненных условиях эксплуатации, например, при добыче пластовой жидкости со значительным содержанием механических примесей и коррозионно-активных веществ из наклонно направленных скважин.

К преимуществам струйных насосов относят их малые габариты, большую пропускную способность и возможность стабильно отбирать пластовую жидкость с высоким содержанием свободного газа. Кроме того, проста конструкция установок, отсутствуют движущиеся детали, возможно исполнение струйного насоса в виде свободного, сбрасываемого агрегата.

В струйном насосе или инжекторе (рис. 4.78) поток откачиваемой жидкости перемещается от забоя скважины до устья скважины за счет получения энергии от потока рабочей жидкости, подаваемого поверхностным силовым насосом с устья скважины.

Нагнетание скважинной жидкости осуществляется благодаря явлению эжекции в рабочей камере, т.е. смешению скважинной жидкости с рабочим потоком жидкости, обладающим большой энергией, см. рис. 4.78.

Режим работы струйного насоса характеризуется следующими параметрами: рабочий напор  $H_p$  затрачиваемый в насосе и равный разности напоров рабочего потока на входе в насос (сечение В-В) и на выходе из него (сечение С-С), полезный напор  $Y_7$ , создаваемый насосом и равный разности напоров подаваемой жидкости за насосом (сечение С-С) и перед ним (сечение А-А); расход рабочей жидкости ( $Q_1$ ; полезная подача  $Q^*$ ). КПД струйного насоса равен отношению полезной мощности к затраченной и может достигать величины  $\text{КПД} = 0,2 \dots 0,35$ :

$$\eta = \frac{Q_0 \cdot H_p}{Q_1 \cdot H_p}$$

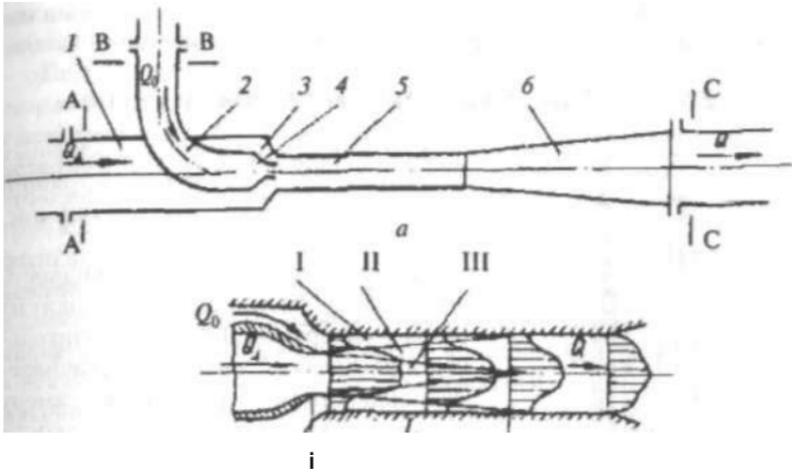


Рис. 4.78. Схема струйного насоса (а) и движение жидкостей в нем (б):  
 I - подвод откачиваемой жидкости; 2- подвод рабочей жидкости;  
 3 - входное кольцевое сопло; 4- рабочее сопло; 5- камера смешения; 6 - диффузор;  
 / - невозмущенная откачиваемая жидкость; // - пограничный слой;  
 III - невозмущенная рабочая жидкость (ядро)

Такое значение КПД струйных насосов обусловлено большими потерями энергии, сопровождающими рабочий процесс: в камере смешения (на вихреобразование и гидравлическое трение жидкости о стенки камеры); в элементах насоса, подводящих и отводящих жидкость (в рабочем и кольцевом сопле и диффузоре).

Струйный насос работает следующим образом. При истечении рабочей жидкости со скоростью  $V$  из сопла в затопленное пространство сразу за передним срезом сопла на поверхности струи возникает область смешения. Быстрые частицы проникают в окружающий медленный поток невозмущенной жидкости, подсасываемый через кольцевой проход в камеру со скоростью  $V_0$  и передают ей энергию. Этот процесс, основанный на интенсивном вихреобразовании, происходит в непрерывно утолщающемся по длине струйном пограничном слое. Вместе с тем внутренняя область рабочей струи, а именно ее ядро и внешняя область невозмущенной подсасываемой жидкости - постоянно уменьшаются и на расстоянии  $L$  от рабочего сопла потоки рабочей и откачиваемой жидкости уже полностью перемешаны. На дальнейшем участке камеры смешения происходит только выравнивание профиля скоростей потока жидкости. Чаще всего в струйных насосах применяют цилиндрические камеры смешения, технологические простые в изготовлении и обеспечивающие относительно высокие КПД.

Для преобразования достаточно высокой скорости потока в камере смешения в давление поток направляется в диффузор.

#### Вопрос 4.54. Скважинный струйный насос

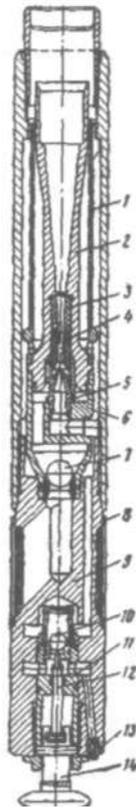


Рис. 4.79.  
Струйный насос

Струйный насос имеет два основных элемента: сопло и диффузор, состоящий иногда из нескольких деталей (см. рис. 4.79).

К соплу подается рабочая жидкость под большим давлением. Она выходит из сопла в камеру смешения со значительной кинетической энергией. Откачиваемая жидкость поступает в ту же камеру и увлекается струей рабочей жидкости в горловину диффузора. В смесительной камере и начале горловины диффузора потоки жидкости смешиваются, и кинетическая энергия рабочей жидкости частично передается откачиваемой. Далее в диффузоре кинетическая энергия преобразуется в потенциальную, и смесь выходит из насоса с определенным давлением. Все эти процессы сопровождаются большой потерей энергии и поэтому КПД насоса невелик.

Такие насосы широко и давно используются в промышленности и сельском хозяйстве, в частности, для отбора воды из неглубоких колодцев, скважин, котлованов и для других подобных нужд.

В качестве рабочего агента используется пластовая вода с ППД. Давление рабочего агента 9...17 МПа, глубина спуска оборудования 600...2200 м, отбор инжектируемой жидкости до 160 м<sup>3</sup>/сут, расход рабочего агента 100 м<sup>3</sup>/сут.

Эти насосы не имеют движущихся и трущихся частей, поэтому при небольших напорах они достаточно долговечны, даже при содержании в откачиваемой жидкости механических примесей, песка.

Для очистки скважин от песчаных пробок был разработан глубинный аппарат (рис. 4.79). Он состоит из сопла 5 и диффузора 2,3,4, включающих износостойкую горловину 4, и начало раструба диффузора 3. Последние две детали выполняются из износостойчивой ста-

ли с высокой твердостью или из керамики, поскольку в этой части насоса жидкость с песком идет с большой скоростью (порядка 80...120 м/сек).

Глубинный аппарат спускается в скважину на специальных сдвоенных (концентричных) трубах. Внешний ряд труб соединяется с насосом и между собой резьбой. Внутренний ряд имеет уплотнение - резиновое кольцо, входящее в посадочное место, нижней детали (место соединения показано на рис. 4.79). По кольцевому пространству хвост к глубинному насосу подается рабочая жидкость. Она проходит фильтр 1 и по каналам детали 6 подходит к соплу 5. Жидкость, откачиваемая из скважины, проходит через фильтр 8 и обратный клапан 7 к смесительной камере, находящейся между соплом 5 и горловиной диффузора 4. При спуске аппарата до песчаной пробки он упирается в нее пятой 14. Если пробка не плотная, аппарат погружается в нее и начинает отбирать песчаную пульпу, поднимая ее на поверхность. Если пробка плотная, то при спуске аппарата пята поднимает шток 12 и шар клапана 10. Тогда рабочая жидкость проходит по каналам, деталей 9 и 11 к трем соплам 13. Жидкость, выходя из них, с большой скоростью размывает плотную песчаную пробку. Во время размыва пробки при снижении подачи струйного насоса или кратковременном прекращении отбора жидкости из скважины клапан 7 предотвращает уход рабочей жидкости через сопло в скважину или жидкости из труб через диффузор.

При чистке скважины от песчаной пробки струйный аппарат и сдвоенные трубы подвешивают на крюке в скважине. При помощи специального вертлюга к трубам подводится рабочая жидкость и отводится откачиваемая пульпа. Промывочный агрегат подает рабочую жидкость по трубам, а затем по шлангу высокого давления к вертлюгу. На этом трубопроводе смонтирован перепускной кран для регулировки режима работы струйного насоса.

Отводимая часть рабочей жидкости по шлангу подается в скважину или в какую-либо емкость. По мере чистки пробки и спуска труб подъемником их наращивают, используя сдвоенные трубы, подвешенные на лафете.

#### **Вопросы для самоконтроля**

1. Конструкция и обозначения обсадных труб.
2. Материалы для изготовления обсадных труб, группы прочности.
3. Конструкция колонных головок.
4. Принцип подвески обсадных колонн в колонной обвязке.
5. Назначение и параметры фонтанных арматур.
6. Как производится подвеска НКТ в трубной головке?
7. Классификация фонтанных арматур. Схемы.
8. Тройниковая фонтанная арматура, ее особенности.
9. Крестовиковая фонтанная арматура, ее особенности.

10. Конструкция шиберных прямоточных задвижек.
11. Конструкция пласечных прямоточных задвижек.
12. Преимущества и недостатки клиновой задвижки.
13. Преимущества и недостатки пробкового крана.
14. Регуляторы дебита фонтанных арматур.
15. Как испытывается фонтанная арматура?
16. Назначение и конструкции манифольдов фонтанных арматур.
17. Принцип действия газлифта.
18. Конструкция и принцип действия пусковых газлифтных клапанов.
19. Схема расположения оборудования ШСНУ, назначение узлов.
20. Конструкция невставных скважинных насосов.
21. Конструкция вставных скважинных насосов.
22. Где в насосе расположен узел нагнетательного клапана?
23. Назначение и виды плунжеров.
24. От чего зависит зазор между плунжером и цилиндром?
25. Как обрабатывается рабочая поверхность плунжера и цилиндра?
26. Режим работы скважинного насоса, динамограмма, деформация штанг.
27. Подача скважинных штанговых насосов, коэффициент подачи.
28. Условия работы штанг, причины обрыва.
29. Конструкция НКТ.
30. Принцип расчета НКТ.
31. Кинематическая схема станка - качалки, назначение узлов.
32. Нагрузки в точке подвеса штанг.
33. Что такое кинематическое совершенство станка - качалки?
34. Назначение и сущность грузового уравновешивания.
35. От чего зависит мощность двигателя станка - качалки?
36. КПД штанговой насосной установки.
37. Типы и конструкции редукторов станков - качалок.
38. Конструкции балансирных станков - качалок.
39. Как проверить правильность уравновешивания станка - качалки?
40. Как смазывать шарнирные подшипниковые узлы?
41. Натяжение ремней клиноременной передачи.
42. Регулирование параметров работы станка - качалки.
43. Конструкция канатной подвески.
44. Назначение и конструкция устьевого оборудования.
45. Сравнительная характеристика УЭЦН и ШСНУ.
46. Схема УЭЦН, назначение узлов.
47. От чего зависит подача и напор УЭЦН?

48. Назначение текстолитовых шайб в рабочих колесах насоса.
49. В чем особенность модульных насосов?
50. Назначение и принцип работы гидрозащиты электродвигателя.
51. Как проверяется герметичность муфты кабельного ввода?
52. Какое значение должна иметь изоляция кабеля?
53. Назначение и принцип работы обратного и спускного клапанов.
54. Область применения электровинтовых насосных установок.
55. По какому принципу соединены винтовые пары ЭВН?
56. Сравнение открытой и закрытой систем гидропоршневых насосных установок.
57. Как осуществляется привод гидропоршневого насоса?
58. Какова компоновка электродиафрагменного насоса?
59. Принцип действия струйного насоса.
60. Область применения струйных насосов.

## **Тема 5**

# **ОБОРУДОВАНИЕ И ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ РЕМОНТА СКВАЖИН**

### **Вопрос 5.1. Классификация видов ремонта и операций в скважинах**

Цикл эксплуатации нефтяной скважины состоит из следующих последовательно выполняемых процессов:

- а) отбор пластовой жидкости, т. е. эксплуатация скважин;
- б) поддержание технологического режима эксплуатации скважин - подземный и капитальный ремонты, гидравлический разрыв, промывка, кислотная обработка призабойной зоны и т. д.

Подземный ремонт скважин подразделяется на текущий и капитальный. К текущему относятся работы, связанные с ремонтом извлекаемого подземного оборудования: колонны штанг, труб, насоса и т. д. Капитальный ремонт скважин включает сложные работы, связанные с ремонтом обсадной колонны и воздействием на пласт.

Все операции, составляющие процесс подземного и капитального ремонта скважин, выполняются при помощи подъемников, вышек или мачт, специализированного оборудования для очистки труб, промывки скважин, обработки призабойной зоны пласта, инструментов для выполнения ручных операций, а также средств механизации.

Все процессы подземного ремонта (рис.5.1.) обязательно включают в себя транспортные, спускоподъемные и заключительные операции. В балансе времени примерно 80 % приходится на указанные операции и 20 % на остальные.

Таким образом, совершенно разные по назначению нефтепромысловые процессы имеют много общего по составляющим операциям.

### **Вопрос 5.2. Талевая система**

Мачты подъемных установок двухсекционные, телескопические с открытой передней гранью изготовлены из трубного проката. В рабочее положение сложенная мачта устанавливается гидравлическими домкратами, выдвижение верхней секции производится вспомогательной лебедкой агрегата через систему тросов. Мачта устанавливается с наклоном 4...6°. Устойчивость мачты обеспечивается двумя силовыми оттяжками, нижние концы которых закреплены на бампере и четырема ветровыми оттяжками, закрепленными на якорях, расположенных по углам квадрата со стороной 28 м.

Для уменьшения натяжения каната, наматываемого на барабан лебедки подъемника, которым осуществляются спускоподъемные

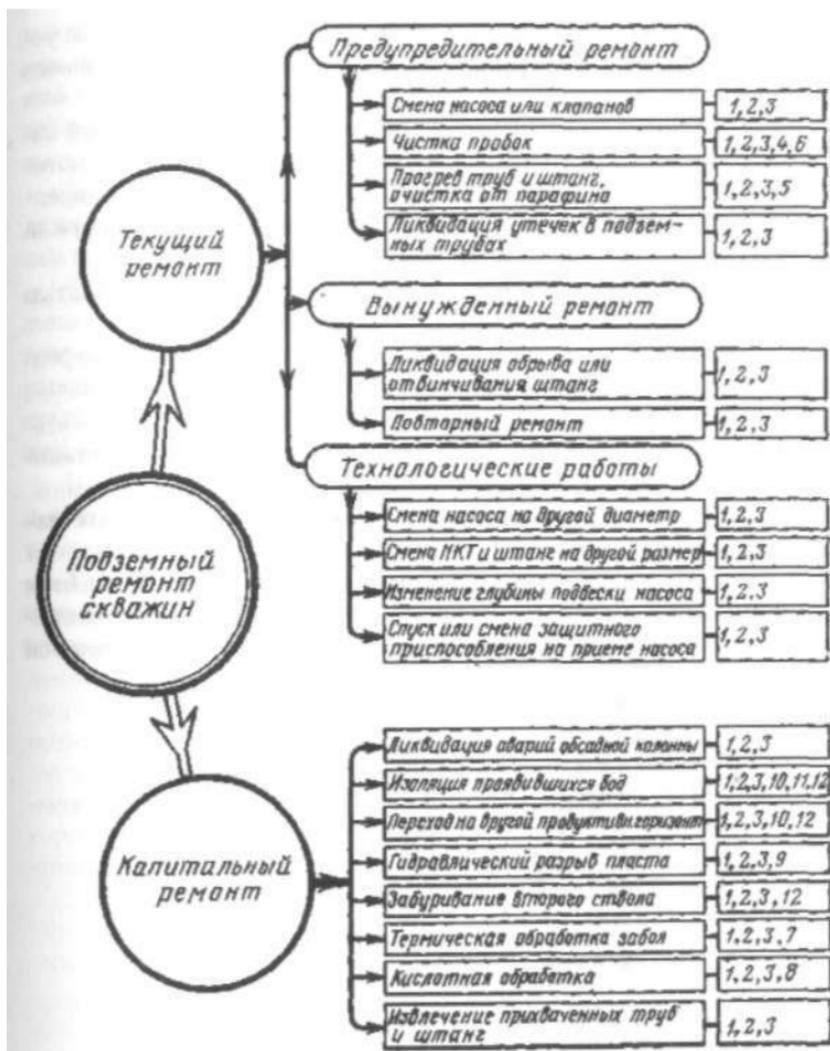


Рис. 5.1. Классификация операций подземного ремонта:

- / - транспортные операции; 2 - подготовительные операции;  
 3 - спускоподъемные операции; 4 - тартание и др.; 5 - депарафинизация;  
 6 - чистка пробок; 7 - закачка теплоносителя; 8 - закачка кислоты;  
 9 - закачка специальной жидкости; 10 - заливка цемента;  
 11 - цементирование ствола; 12 - разбуривание

операции при ремонте скважин, применяют талевую систему, представляющую обыкновенный полиспаст. Уменьшение натяжения каната достигается, таким образом, за счет уменьшения скорости спуска или подъема груза.

Талевая система состоит из неподвижной части - кронблока, устанавливаемого на вышке или мачте, и подвижной части - талевого блока.

Шкивы кронблока и тальблока попеременно огибает талевый канат, один конец которого направляется к барабану лебедки, на котором его закрепляют, а другой конец, называемый «мертвым», прикрепляют к верхней серьге талевого блока либо рамному брусу вышки или боковой стенке станины лебедки.

**Кронблоки** эксплуатационные являются неподвижной частью талевой системы.

Кронблоки КБН предназначены для работы в районах с умеренным климатом, типа КБ - в умеренном и холодном климате.

Последние изготавливаются двух видов:

- исполнение I - для передвижных подъемных установок и стационарных эксплуатационных мачт;

- исполнение II - с подкронблочной рамой для стационарных эксплуатационных вышек.

В зависимости от грузоподъемности кронблоки выпускаются с различным числом канатных шкивов, устанавливаемых на подшипниках качения. Конструктивно кронблоки всех грузоподъемностей

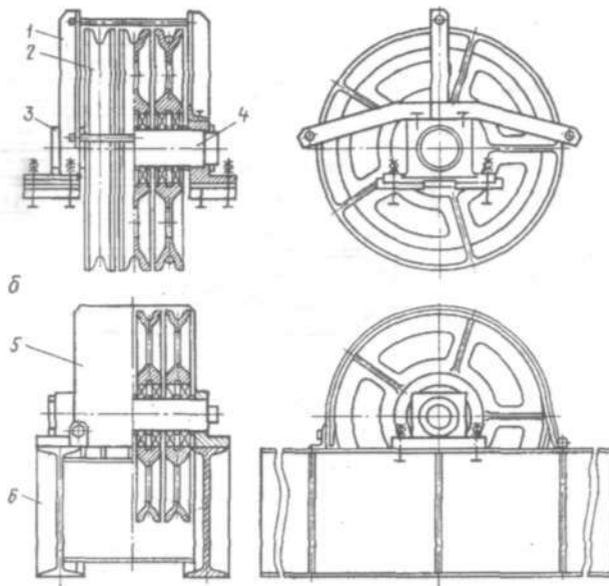


Рис. 5.2. Кронблок:

1 - траверса; 2 - шкив; 3 - бурт; 4 - ось; 5 - кожух; 6 - рама

не отличаются друг от друга. Шкивы у всех кронблоков расположены на одной неподвижной оси, покоящейся на опорах и закрепленной стопорными болтами. Канатные шкивы, посаженные на ось на двух роликоподшипниках, разделяются друг от друга стопорными кольцами.

Во избежание перемещения шкивов вдоль оси кронблока последняя имеет с одной стороны бурт, а с другой - навинченную на резьбу оси круглую гайку со стопорной шайбой.

Смазка к роликоподшипникам поступает через продольное сверление внутри оси, которое связано радиальными сверлениями с полостью подшипников. Выходы продольного канала на концах оси закрываются шестигранными резьбовыми пробками. Шкивы снабжены крышками, предотвращающими вытекание смазки и попадание грязи в подшипники.

Шкивы кронблоков закрыты быстросъемным ограждением и кожухом. Ограждение кронблока предотвращает соскальзывание талевого каната со шкивов.

**Талевые блоки** - подвижная часть талевой системы при спуско-подъемных операциях, предназначены для работы в районах с умеренным климатом (тип БТН) и с умеренным и холодным климатом.

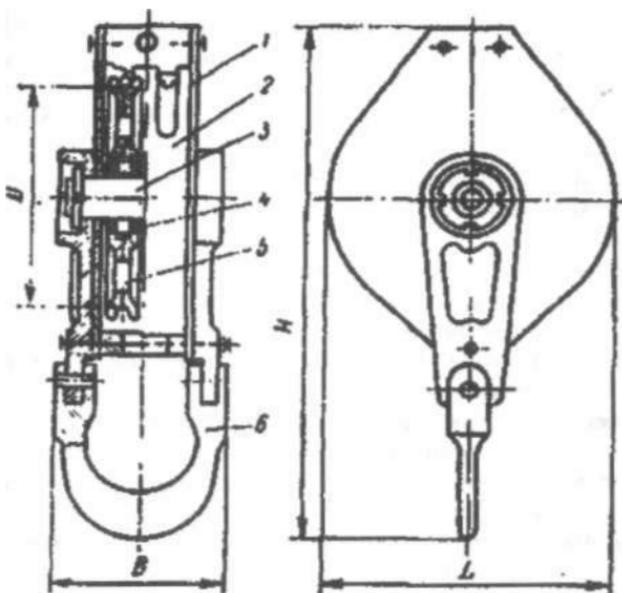


Рис. 5.3. Талевый блок

1 - щека; 2 - боковой кожух; 3 - ось шкивов; 4 - подшипник; 5 - шкив; 6 - серга

Талевые блоки всех типоразмеров (конструктивно отличающиеся друг от друга только числом канатных шкивов) представляют собой канатные шкивы, насаженные на роликподшипниках на ось, неподвижно установленную в двух щеках, закрепленных гайкой. Канатные шкивы на оси отделены друг от друга распорными кольцами.

Подшипники смазываются индивидуально через продольное и радиальное отверстие в оси. На торцах оси выходы продольного канала закрыты пробками. По аналогии с кронблоками канатные шкивы талевого блока имеют боковые крышки, предохраняющие от попадания грязи и вытекания смазки.

К нижней части щек подвешена серьга для соединения с крюком, в верхней части щеки соединены траверсой, служащей для транспортировки талевого блока.

Канатные шкивы закрыты откидными, съемными кожухами и с прорезями и имеют ограничители, предохраняющие от соскакивания талевого каната.

Конструкция талевых блоков позволяет использовать их и в крюкоблоках, применяемых на подъемных установках. В этом случае серьга снимается и щеки талевого блока соединяются непосредственно с подвеской крюка.

**Крюки подъемные** эксплуатационные относятся к подвижной части талевой системы, предназначены для подвешивания на них штропов, трубных или штанговых элеваторов, вертлюгов и других приспособлений при монтаже, демонтаже наземного оборудования.

Крюки КН предназначены для работы в районах с умеренным климатом, а КР - для умеренного и холодного климата.

Крюки изготавливаются двух типов: однорогие (исполнение а) грузоподъемностью до 20 т и трехрогие (исполнение б) грузоподъемностью 32 т и более.

Крюк состоит из рога, подвески и серьги.

Рог кованый включает сменное седло с защелкой для фиксации при спускоподъемных операциях. Вогнутая цилиндрическая поверхность седла соответствует размеру сопрягаемого с ним штропа элеватора или серьги вертлюга.

Подвеска, соединяющая рог крюка с серьгой, состоит из литого стального корпуса, амортизирующей пружины, ствола, установленного на упорном подшипнике. Конструкция подвески допускает свободное вращение рога крюка со стволом как под нагрузкой, так и без нагрузки. Амортизационная пружина и упорный подшипник помещены внутри корпуса и закрыты крышкой для предохранения их от атмосферных осадков и загрязнения.

На боковые рога крюка подвешиваются удлиненные штропы для захвата элеватора балочного типа через проушины.

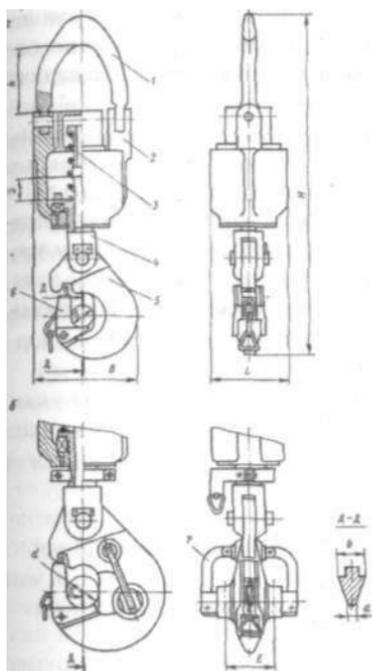


Рис. 5.4. Подъемный крюк:  
 1 - серьга; 2 - корпус с карманами;  
 3 - пружина; 4 - ствол с проушинами;  
 5 - крюк; 6 - защелка; 7 - боковые рога со скобами.

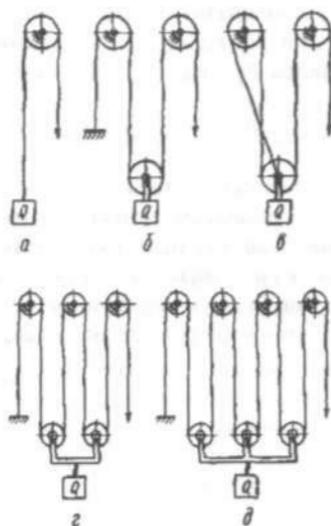


Рис. 5.5.  
 Оснастка талевой системы:  
 а - однострунная; б - двухструнная;  
 в - трехструнная; г - четырехструнная;  
 д - шестиструнная

С помощью серьги крюк подвешивается к талевой системе.

В крюкоблоке удлиненные щеки талевого блока крепятся непосредственно в карманы корпуса крюка с помощью пальцев.

**Оснастка талевой системы** - это последовательность навивки каната на шкивы кронблока и талевого блока исключая трение ветвей друг о друга. Оснастка определяется числом шкивов, находящихся в работе (рис. 5.5.).

Если «мертвый» конец каната закрепляется на низ вышки, то поднимаемый груз распределяется на  $2z$  струн каната, если же «мертвый» конец закрепляется на подвижный блок, то груз распределяется на  $2z + 1$  струн, где  $z$  - число подвижных шкивов талевого блока.

**Расчет талевой системы** рассмотрим исходя из рис. 5.5 с подвешенным грузом в состоянии покоя. Примем следующие обозначения:  $Q$  - нагрузка на крюк с учетом веса подвижной части талевой системы;

$P_x$  – натяжение ходового конца каната, набегающего на барабан лебедки;  $P_1, P_2, P_3, \dots, P_n$  – натяжения в отдельных струнах талевого каната;  $P_m$  – натяжение «мертвого» конца каната;  $\eta$  – КПД канатного шкива;  $\beta = \frac{1}{\eta}$  – коэффициент сопротивления шкива;  $n$  – число струн подвижных шкивов.

При подъеме или спуске груза (инструмента) нагрузка распределяется между отдельными струнами неравномерно вследствие трения в системе и жесткости каната. При подъеме максимальное натяжение будет в ходовом конце каната, а минимальное в «мертвом». Усилия в других струнах определяются следующим образом:

$$\begin{aligned} P_1 &= P_x \cdot \frac{1}{\beta}; \\ P_2 &= P_1 \cdot \frac{1}{\beta} = P_x \cdot \frac{1}{\beta^2}; \\ P_3 &= P_2 \cdot \frac{1}{\beta} = P_x \cdot \frac{1}{\beta^3}; \\ P_n &= P_{n-1} \cdot \frac{1}{\beta} = P_x \cdot \frac{1}{\beta^n}. \end{aligned} \quad (5.1)$$

Усилие в ходовом конце определится по формуле:

$$P_x = Q \cdot \frac{\beta^n \cdot (\beta - 1)}{(\beta^n - 1)}. \quad (5.2)$$

Усилие в «мертвом» конце определится по формуле:

$$P_m = Q \cdot \frac{\beta - 1}{\beta \cdot (\beta^n - 1)}. \quad (5.3)$$

Общий коэффициент полезного действия талевой системы определится по формуле:

$$\eta_{mc} = \frac{\beta^n - 1}{n \cdot \beta^n \cdot (\beta - 1)}. \quad (5.4)$$

При спуске груза натяжения в струнах каната талевой системы перераспределяется в порядке, обратном подъему. При расчетах талевой системы обычно принимают  $\eta = 0,97$ .

Для оснастки талевой системы применяют стальные канаты диаметром 16,5...22,5 мм с пределом прочности на растяжение 1400...1900 МПа.

Канаты, применяемые при подземном ремонте, свиваются на канатовьюющих машинах из светлой или оцинкованной проволоки вы-

сокой прочности. Проволоки свиваются в пряди, а пряди свивают в канат вокруг органического или металлического сердечника.

Канаты (рис. 5.6) выполняют с линейным касанием проволок в прядях и с проволоками одинакового диаметра, а канаты (рис. 5.7) – с точечным касанием отдельных проволок между слоями прядей; проволоки могут быть одинакового и разного диаметра.

По роду свивки канаты подразделяются на обыкновенные и нераскручивающиеся, по направлению свивки верхнего слоя проволок – на канаты правой и левой свивки, а по виду свивки – на канаты крестовой односторонней и комбинированной свивки. Если пряди в отвесном канате идут слева вверх направо, то они имеют правую свивку, а если идут справа вверх налево – левую свивку.

**Расчет каната** ведется на сложное сопротивление, учитывающее совместное действие растяжения и изгиба. При этом вначале выбирают канат, по разрывному усилию исходя из усилия в ходовом конце каната.

$$P_p = P_s \cdot K, \quad (5.5)$$

где  $K$  – коэффициент запаса прочности, который принимается равным 4...5.

Напряжение от растяжения определяют по формуле:

$$\sigma_p = \frac{4 \cdot P_s}{\pi \cdot \delta^2 \cdot i}, \quad (5.6)$$

где  $\delta$  – диаметр проволоки в канате в м;

$i$  – количество проволок в канате.

Напряжение изгиба можно определить по формуле:

$$\sigma_w = \frac{3}{8} \cdot E \cdot \frac{\delta}{D}, \quad (5.7)$$

где  $E$  – модуль упругости материала проволоки, равный  $2,1 \cdot 10^{11}$  Па;

$D$  – диаметр шкива кронблока.

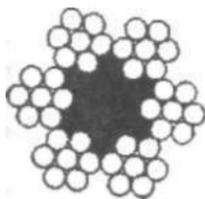


Рис. 5.6. Канат типа ЛК-О

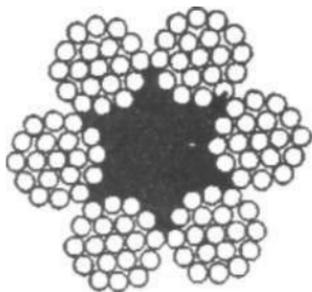


Рис. 5.7. Канат типа ТК

Суммарное напряжение  $\sigma_{\text{сум}}$  от растяжения и изгиба:

$$\sigma_{\text{сум}} = \sigma_p + \sigma_{\text{из}} = \frac{4 \cdot P_{\text{с}}}{\pi \cdot \delta^2 \cdot i} + \frac{3}{8} \cdot E \cdot \frac{\delta}{D}. \quad (5.8)$$

Запас прочности  $K$  определяется из соотношения:

$$K = \frac{\sigma_a}{\sigma_{\text{сум}}}, \quad (5.9)$$

где  $\sigma_a$  – предел прочности материала проволоки при растяжении в МПа.

### Вопрос 5.3. Инструмент для проведения СПО

При спускоподъемных операциях для повышения производительности труда и выполнения требований техники безопасности применяются специальный инструмент:

- а) элеваторы, используемые при перемещении и удержании на весу как отдельных насосно-компрессорных труб и штанг, так и всей колонны;
- б) спайдеры, для удержания на весу колонны труб;
- в) ключи для свинчивания и развинчивания труб и штанг, а также вспомогательные приспособления, облегчающие работу - направляющие воронки, вилки, лотки и т.д.

#### Вопрос 5.3.1. Элеваторы

**Элеватор** – инструмент, которым осуществляется захват трубы или штанги при ее подъеме, спуске или удержании на весу. Элеватор подвешивается к крюку талевой системы при помощи серьги или штропов.

По конструкции элеваторы подразделяются на балочные и стержневые.

**Элеватор ЭХ-7** (рис. 5.8) состоит из массивного кованого корпуса 1, в средней части которого имеется отверстие для насосно-компрессорной трубы, а по краям - отверстия для штропов. Для предохранения трубы от выпадания элеватор имеет затвор 2 и предохранитель. При провисании штропов они фиксируются в корпусе предохранительными пальцами 3, установленными в отверстия корпуса. Затвор и предохранитель устроены следующим образом. Затвор 2 с винченной в него рукояткой 4 поворачивается в кольцевой проточке верхней части корпуса. Для предотвращения самоотворачивания рукоятки предусмотрен винт 5. Предохранитель состоит из корпуса 7 с пружинным штоком 6, в который винчена ручка 8. В верхней части штока имеется скошенный выступ. Чтобы закрыть элева-

ор, необходимо повернуть рукоятку затвора по часовой стрелке. Не достигнув крайнего положения, рукоятка соприкоснется со скошенным выступом штока, отжимая его вниз, занимает крайнее левое положение в прорези корпуса элеватора. При этом шток поднимается вверх и таким образом фиксирует закрытое положение элеватора. Чтобы открыть элеватор, необходимо отжать ручку предохранителя и одновременно повернуть рукоятку затвора против часовой стрелки до упора, при этом прорезь затвора совпадает с прорезью в корпусе элеватора, что обеспечивает свободную зарядку или разрядку элеватора трубой.

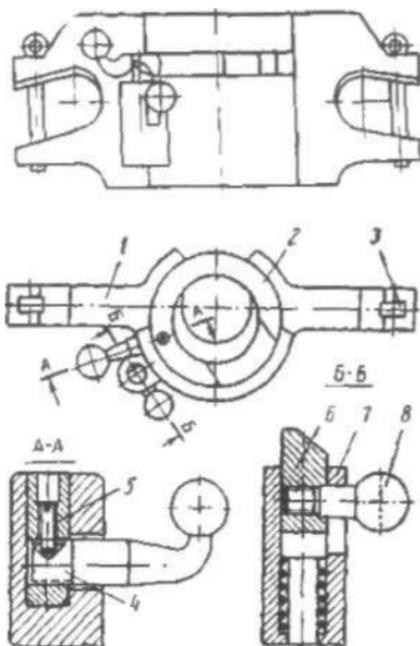


Рис. 5.8. Элеватор ЭХ-7

**Элеватор «Красное Сормово»** (рис. 5.9) также относится

к балочным двухштропным элеваторам. Его в основном применяют для спуска и подъема тяжелых колонн.

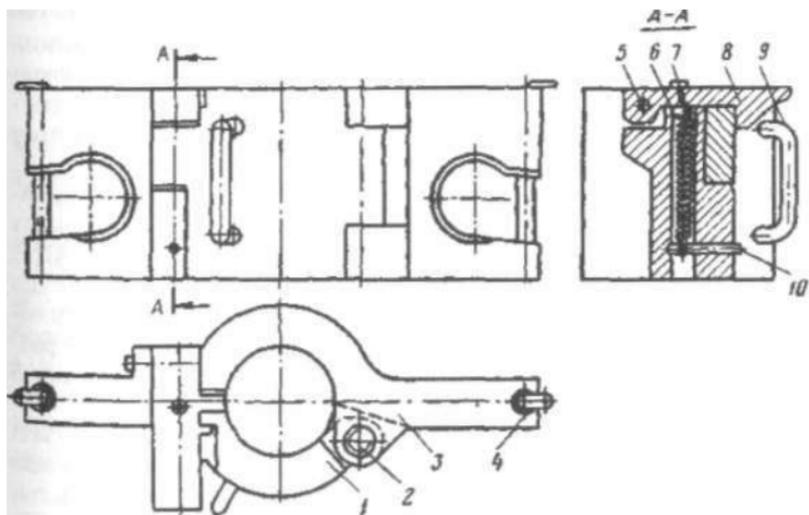


Рис. 5.9. Элеватор «Красное Сормово»

Элеватор состоит из корпуса 3, створки 1 с рукояткой 9 и замка 8. Массивный кованный корпус имеет по бокам выемки для штропов; их выпадению препятствуют предохранительные пальцы 4. Затвор вращается вокруг пальца 2 и запирается замком 8, вращающимся вокруг оси 5. Замок имеет выступ, на который садится муфта трубы при подъеме ее элеватором, чем предотвращается самооткрывание элеватора под нагрузкой. Пружина 6, надетая на крючок 7, и винт 10 прижимают замок к корпусу, и под действием пружин элеватор при захопывании затвора запирается автоматически.

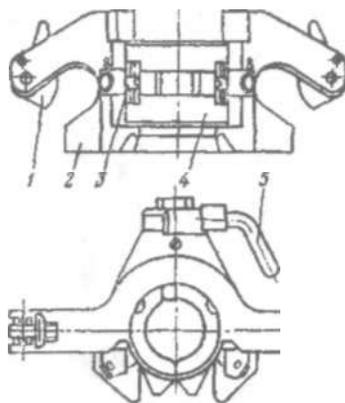


Рис. 5.10. Элеватор ЭТАД:  
1 - предохранитель; 2 - корпус; 3 - упор;  
4 - захват; 5 - рукоятка

**Элеватор ЭТАД** (рис. 5.10) с захватным автоматическим устройством предназначен для работы с насосно-компрессорными трубами условного диаметра от 48 до 114 мм. Элеватор состоит из корпуса с подпружиненными защелками штропов, выдвижного захвата, упоров, запирающего устройства с рукояткой.

Захваты элеватора сменные и рассчитаны на определенный диаметр НКТ. Это позволяет использовать один корпус элеватора при спускоподъеме труб нескольких размеров. Захват (включая часть б) штока, шарнирно соединенный с двумя челюстями.

Шток снабжен шлицами, сопрягающимися с втулкой запирающего устройства. Запирающее устройство служит для фиксации челюстей элеватора в крайних положениях, соответствующих открытому или закрытому состоянию.

**Элеватор ЭТА** (рис. 5.11) используется для работ как при механизированном свинчивании и развинчивании труб, так и при ручных работах. При использовании клинового слайдера или автомата АПР, имеющего клиновой захват для подъема и спуска труб достаточно иметь один элеватор, подвешенный на крюке талевого блока. Он состоит из корпуса 4, серьги 1, соединенных шарнирно. В корпусе размещен захват, состоящий из рукоятки 5, направляющей втулки 6 с осью штырей 7, направляющих 9, челюстей 8.

Внутренняя часть корпуса имеет опорную поверхность под захват, на который опирается муфта трубы. Вес колонны труб через захват передается на корпус элеватора. Захват состоит из правой и левой челюстей, соединенных между собой осью. Ось в свою очередь соединена со штоком, на котором укреплена рукоятка 5.

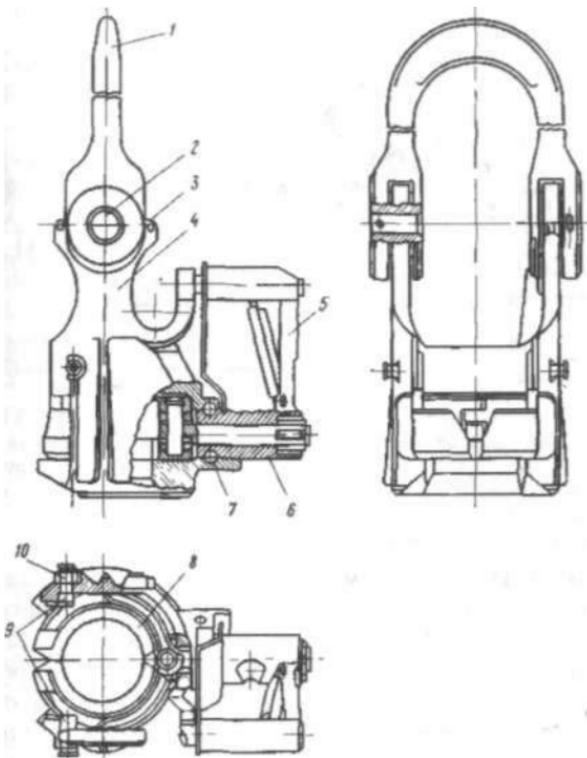


Рис. 5.11. Трубный элеватор ЭТА:

1 - серьга; 2 - палец; 3 - шплинты; 4 - корпус; 5 - рукоятка; 6 - направляющая втулка;  
7 - штырь; 8 - челюсть; 9 - направляющие; 10 - болт

Рукоятка 5 выполняет функции обычной рукоятки, а также служит для закрывания и открывания челюстей захвата и фиксации их в крайних положениях.

Узел захвата быстро заменяем, и выбирается в зависимости от диаметра насосно-компрессорных труб.

Элеватор ЭНКБ - 80 предназначен для захвата и подвешивания за тело безмуфтовых насосно-компрессорных труб в процессе спускоподъемных операций. Элеватор состоит из корпуса, двух створок (левой и правой) с затвором, клиньев, рычага управления и серьги (рис. 5.12).

Клинья подпружинены в направлении расклинивания. Левый и правый рычаги при посадке элеватора на трубу автоматически замыкают створки элеватора. Замкнувшиеся створки запираются затвором. Предварительное заклинивание осуществляется рычагом управления. В процессе работы элеватор постоянно подвешен на крюке и работает в сочетании со слайдером.

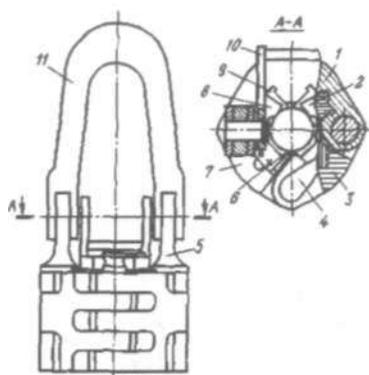


Рис. 5.12. Элеватор ЭНКБ - 80:  
 1 - корпус; 2 и 8 - правый и левый рычаги; 3 и 7 - правая и левая створки; 4 - затвор; 5 - проушины; 6 - клинья корпуса; 10 - рычаг управления; 11 - серьга

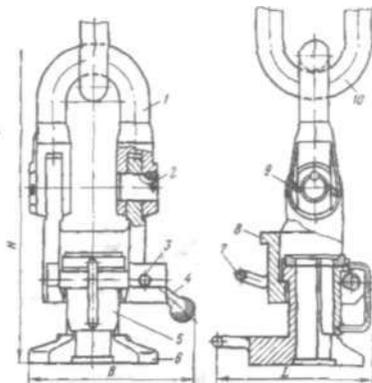


Рис. 5.13. Элеватор ЭЗН:  
 1 - серьга; 2 - палец; 3 - винт; 4 - затвор; 5 - створка; 6 - корпус; 7 - рукоятка; 8 - захват; 9 - шплинт; 10 - штроп

**Элеватор ЭЗН** с захватным приспособлением служит для захвата и подвешивания насосно-компрессорных труб под муфту в процессе спускоподъема. В комплект входят два элеватора, захватное приспособление и штропы. Захватное приспособление состоит из захвата, затвора и серьги, в которую предварительно одевают штроп.

**Штанговые элеваторы** предназначены для захвата и подвешивания колонны насосных штанг при спускоподъемных операциях.

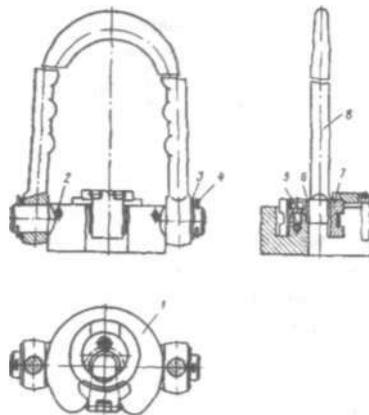


Рис. 5.14. Штанговый элеватор ЭШН

Наибольшее распространение получил усовершенствованный элеватор ЭШН (рис.5.14). В корпусе 1 элеватора имеется кольцевая расточка, внутри которой вращается втулка 7, расположенная эксцентрично относительно центрального отверстия. В корпусе и втулке имеются разрезы, при совмещении которых штанга может быть введена в элеватор.

Для предохранения элеватора от износа на его опорный выступ устанавливается вкладыш б, фиксируемый винтом 5. Вкладыш и втулка сменные, их изго-

товляют двух размеров: первый для 16, 19 и 22 мм и второй - для 25 мм штанг. Для удобного обхвата штропа  $\delta$  и предотвращения скольжения руки при захвате на внутренней части обеих струн штропа сделаны выступы. Штроп укреплен с обеих концов элеватора шайбами 3 и шплинтами 4. Для предохранения от выпадания втулки в корпус ввинчены два винта 2, концы которых входят в кольцевой паз втулки. Элеватор закрывается поворотом втулки при помощи рукоятки. Шарнирная рукоятка, утопленная в зеве элеватора, предотвращает его самопроизвольное открывание при работе.

### Вопрос 5.3.2. Слайдеры

**Спайдер СГ - 32.** Спайдер гидравлический СГ - 32 предназначен для захвата за тело и удержания на весу колонны труб в процессе спускоподъемных операций при текущем и капитальном ремонтах.

Он представляет собой (рис.5.15) разрезной корпус со сменными клиньями под трубы разных размеров. Клинья управляют посредством гидравлического цилиндра, встроенного в корпус спайдера. Наклонные зубья плашек обеспечивают стопорение колонны от проворота в процессе свинчивания - развинчивания труб. На спайдере предусмотрено также вспомогательное ручное управление.

**Спайдер СМ-32.** Механический спайдер СМ - 32 предназначен для захвата и удержания на весу КОЛОННЫ наСОСНО-КОМпрессорных труб при СпусКОПОДъемных Операциях.

Спайдер состоит из корпуса, в нижней части которого расположен центратор, удерживаемый подпружиненным фиксатором, который служит для центрирования насосно-компрессорных труб.

С корпусом шарнирно соединен рычаг управления, к одному концу которого прикреплена клиновидная подвеска. С корпусом при помощи неподвижного пальца соединена створка.

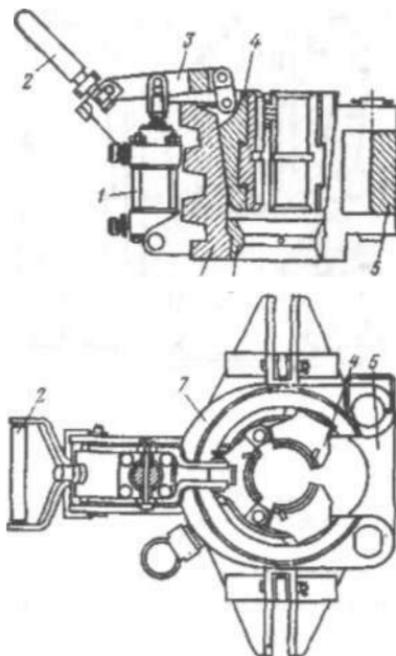


Рис 5 15 Спайдер сг 32

1 - гидроцилиндр; 2 - рукоятка; 3 - рычаг;  
4 - клиновидная подвеска; 5 - створка;  
6 - центратор; 7 - корпус

Для закрытия зева спайдера створка запирается пальцем, снабженным петлей.

Створка и корпус в месте зева в закрытом положении образуют проход для кабеля погружного центробежного электронасоса.

Для переноски спайдера к корпусу приварены рукоятки.

Клиновья подвеска состоит из трех клиньев: одного центрального и двух боковых. Плашки спайдера для удобства замены унифицированы с плашками автомата АПР - 2ВБ.

В основании спайдера имеются лапы с прорезями для крепления к устью скважины болтами на время подъема и спуска труб.

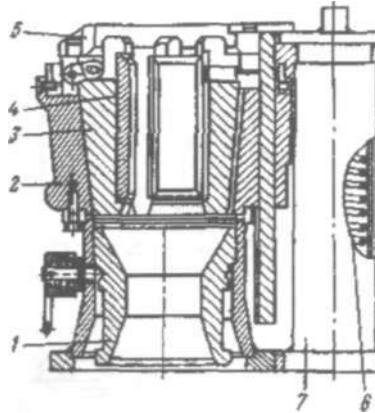


Рис. 5.16. Спайдер АСГ - 80:

- 1 - вкладыш центратора; 2 - корпус;
- 3 - корпус клина; 4 - плашка; 5 - подвеска;
- 6 - пружина ползунка; 7 - направляющая

Спайдер (рис. 5.16) выполнен в виде кольцевого корпуса с внутренним коническим отверстием, внутри которого размещены три клина, которые шарнирно связаны со специальным направлением. С помощью пружины подвеска с клиньями выталкивается в верхнее положение, а в нижнее положение подвеска опускается под действием веса элеватора или колонны труб.

Корпус спайдера соединен с центратором, имеющим вкладыши центратора для центрирования спускаемых или поднимаемых колонн труб.

Подвески с клиньями и вкладыши центратора сменные.

Особенность спайдера АСГ-80-унификация основных его узлов и деталей с автоматом АПР-2ВБ. К ним относят клиновые подвески в сборе всех размеров; корпус центратора в сборе; втулки центраторов всех размеров; корпус клиньев, клинья, плашки, направления и детали подвески клиньев.

### Вопрос 5.3.3. Ключи

**Ключ КТН.** Труба зажимается ключом в трех местах плашкой, сухарем и челюстью 2. Плашка и сухарь имеют насечки, которые вдавливаются в трубу для предохранения ключа от скольжения по ней. Сухарь 8 удерживается от скольжения по пазу стопорным болтом 9, ввинчиваемым в отверстие в сухаре. Для предотвращения соскальзывания надетого на трубу ключа имеется пружина. Плашка 7 удерживается от скольжения в пазу концом ручки 1, входящим в отверстие в плашке. Чтобы снять ключ с трубы, следует левой рукой взяться за ручку 1, а правой за рукоятку 6, повернуть ее и снять ключ с трубы. Для работы с автоматами для свинчивания и развинчивания насосно-компрессорных труб применяются высокомоментные ключи.

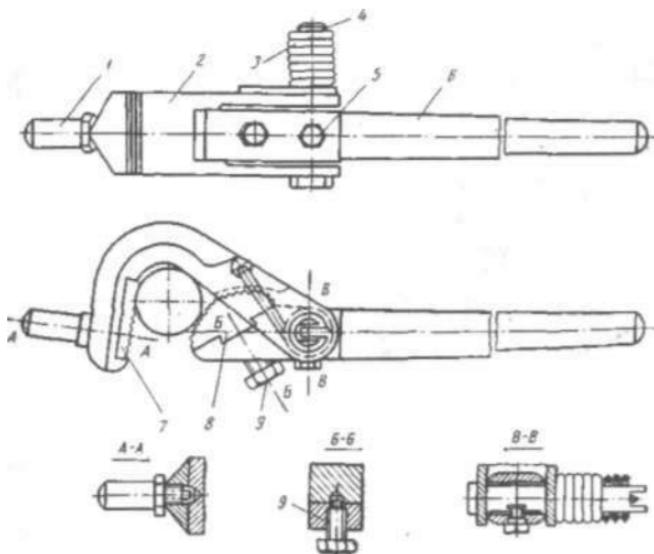


Рис. 5.17. Трубный ключ Халилова КТН:

- 1 - ручка; 2 - челюсть; 3 - пружина; 4 - шарнирный палец; 5, 9 - стопорные болты;  
6 - рукоятка; 7 - плашка; 8 - сухарь

Наиболее изнашиваемые детали этих ключей - плашки и сухари; по мере срабатывания их необходимо заменять.

Для обеспечения нормальной и безопасной работы с ключом необходимо периодически очищать металлической щеткой насечку сухарей и плашек, а также проверять пружины и при необходимости регулировать их натяг.

**Ключи КТНД** (рис.5.18) предназначены для свинчивания и развинчивания насосно-компрессорных труб, а также муфт к штангам, полированных штоков при ремонте скважинных насосов.

Ключ состоит из двух основных частей: челюсти 5 и рукоятки 1, шарнирно соединенных. На трубе ключ удерживается пружиной 6, прикрепленной одним концом к челюсти, другим - к пальцу шарнира.

Натяжение пружины регулируется вращением пальца. В натянутом состоянии пружина закрепляется на пальце винта 7. Для удобства работы ключом на челюсти имеется ручка 4, которая одновременно служит ограничителем движения плашки 3.

В данном ключе на оси рукоятки установлена круглая плашка 2 с зубьями на наружной поверхности. Для предохранения плашки от проворота служит фиксатор, который крепится к рукоятке болтом.

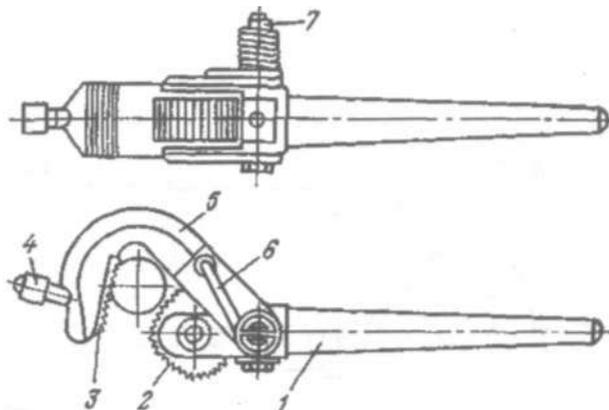


Рис. 5.18. Трубный ключ КТНД:

1 - рукоятка; 2 - круглая плашка; 3 - плоская плашка; 4 - ручка; 5 - челюсть;  
6 - пружина; 7 - винт

**Ключи КОТ.** Взамен трубных ключей КТНД разработаны одношарнирные ключи типа КОТ, в которых усилено крепление челюсти с ручкой, круглая плашка заменена сегментной, улучшена фиксация пружины, исключающая ее поломку. При снижении массы, за счет улучшения конструкции челюсти и рукоятки, увеличен передаваемый крутящий момент.

**Ключи КТГ** (рис. 5.19) конструкции Г.В.Молчанова применяются при работе с автоматом АПР. Ключ состоит из рукоятки и створки, шарнирно соединенных с челюстью. При подаче ключа на трубу створка поворачивается вокруг пальца, обеспечивая надевание ключа, после чего плотно прижимается к трубе. При повороте ключа за рукоятку последняя создает усилие, прижимающее створку к трубе.

Это обеспечивает передачу крутящего момента развинчиваемой (или свинчиваемой) трубе.

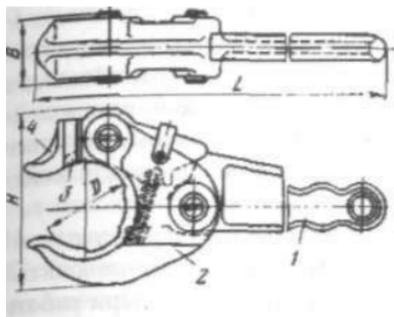


Рис. 5.19. Трубный ключ КТГ:  
1 - рукоятка; 2 - челюсть; 3 - сухарь;  
4 - створка

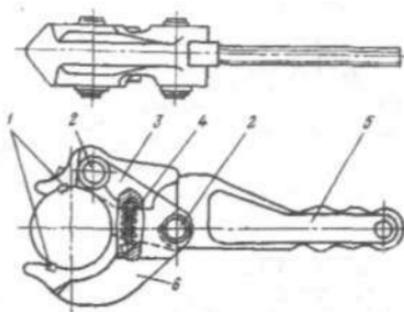


Рис. 5.20. Трубный ключ КТГУ - М:  
1 - сухарь; 2 - палец; 3 - створка;  
4 - пружина; 5 - рукоятка; 6 - челюсть

**Ключи КТГУ - М** применяют при механизированном свинчивании и развинчивании труб с помощью автомата АПР-2ВБ и механических ключей КМУ. В отличие от ключа КТГ он имеет дополнительный сухарь 1 на челюсти 6, что увеличивает надежность ключа. Ключ состоит (рис 5.20) из рукоятки 5 и створки 3, шарнирно соединенных с челюстью 6 при помощи пальца 2. При надевании ключа на трубу створка 3 поворачивается вокруг пальца 2 и под действием пружины 4 плотно прижимается сухарями 1 к трубе. В отличие от КТГУ в ключе КТГУ - М на осях предусмотрены крепления пружинными кольцами, предотвращающими отвинчивание и выпадение осей. Увеличена надежность и долговечность сухарей за счет применения стали марки 12ХНЗА, вместо Ст 20.

**Ключи КТД..** Ключи трубные двухшарнирные изготавливают в двух исполнениях - КТД и КТДУ.

Ключ типа КТД применяют для свинчивания и развинчивания насосно-компрессорных труб вручную, а типа КТДУ с укороченной рукояткой - для работы с механизмами.

Ключ (рис. 5.21) состоит из большой 2 и малой 1 челюстей, рукояток малой 6 и большой 3, шарнирно соединенных между собой. На оси шарнира большой челюсти и рукоятки насажена пружина 4, стягивающая челюсти к центру образующих дуг, за счет чего ключ удерживается на трубе.

На малой челюсти расположены самоустанавливающийся сухарь 5 с дугообразной зубчатой поверхностью, благодаря которой сухарь всей поверхности контактирует с трубой. Это обеспечивает более надежное захватывание трубы, уменьшает давление на контактной поверхности, что предохраняет сухари и поверхность труб от повреждения.

**Ключи КТМ и КСМ** (рис. 5.22) конструкции Г.В.Молчанова применяются при работе с автоматом АПР. Основные детали ключа

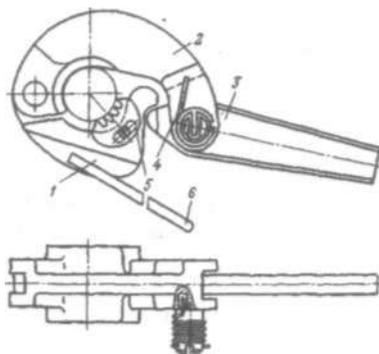


Рис. 5.21. Ключ трубный КТД:  
/ - челюсть малая; 2 - челюсть большая;  
3,6 - рукоятки; 4 - пружина; 5 -сухарь

КТМ - челюсть, створка, защелка, сухарь. Челюсть и створка соединены шарниром. Челюсть снабжена защелкой, взаимодействующей в закрытом состоянии со специальным шипом, находящимся на створке.

Челюсть ключа имеет эксцентричную расточку, по которой перемещается сухарь. При работе ключа водило автомата передает усилие на ролик, установленный на конце челюсти. Под действием сил трения сухарь перемещается относительно челюсти, обеспечивая захват трубы.

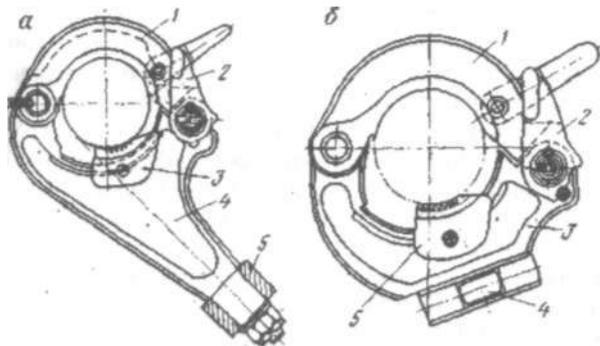


Рис. 5.22. Ключи трубный и стопорный:  
а - трубный КТМ, 1 - створка; 2 - защелка сухаря; 3 - сухарь; 4 - челюсть; 5 - ролик;  
б - стопорный КСМ, 1 - створка; 2 - защелка; 3 - челюсть; 4 - перекидной упор;  
5 - сухарь

Ключ КСМ имеет аналогичную конструкцию, но снабжен перекидным упором, форма челюсти у него иная.

Ключ стопорный используется для стопорения колонн насосно-компрессорных труб при их механизированном свинчивании и развинчивании.

При переходе от развинчивания труб к свинчиванию упор переключается. При работе рабочие поверхности ключа прилегают к муфте трубы и захватывают ее, не допуская проскальзывания.

Надежная работа ключа обеспечивается спиральной расточкой внутренней поверхности челюсти, служащей для заклинивания сухаря между муфтой и челюстью.

**Цепной ключ** (рис. 5.23) состоит из двух щек 2 с зубьями, цепи 3 с плоскими шарнирными звеньями и рукоятки 1. Щеки и рукоятка соединены проходящим через середину щек болтом 4 и гайкой 5. Один конец цепи присоединен к рукоятке при помощи пальца 6 и начального звена 7. Палец 6 входит в соответствующие отверстия в щеках. Щеки термически обработаны. При установке ключа на трубу 8 зубья щек плотно охватывают трубу и служат опорой для рукоятки. Нажимая на рукоятку, можно завинчивать или отвинчивать трубу. Щеки имеют по четыре рабочих сектора. При износе зубцов щеки поворачивают и в работу включаются зубцы неизношенного сектора.

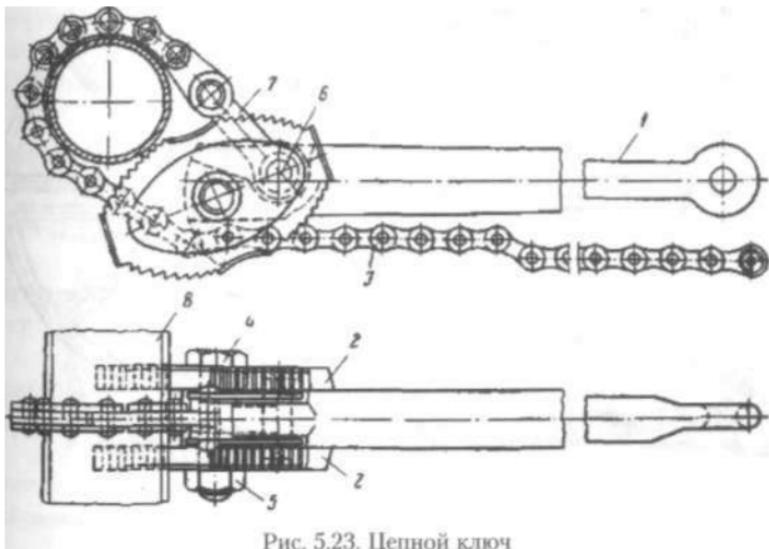
Преимуществами цепного ключа является простота конструкции и возможность работы одним ключом с трубами различного диаметра.

Цепной ключ надежен в работе; установленный на вертикальную трубу, он не падает. Это удобно при свинчивании - развинчивании труб в процессе ремонтных работ на скважинах. В процессе свинчивания - развинчивания труб оператор и помощник оператора поочередно толкают рукоятку ключа, и он по инерции продолжает вращаться. Таким образом ключ передается из рук в руки.

К недостаткам цепного ключа относятся большая масса, неудобство зарядки ключа на трубе и сложность освобождения трубы при заклинивании ее в щеках ключа, а также истирание и смятие поверхности трубы, что сокращает срок ее службы.

Кроме того, часто отмечается проскальзывание и обрывы цепи.

У трубного ключа должны быть исправные, несработанные звенья цепи и зубья на челюстях.



Работать трубными ключами с применением прокладок между цепью и трубой воспрещается. Во время работы следует очищать от грязи зубья на челюстях. Нужно иметь в виду, что при работе с цепным ключом могут быть несчастные случаи: при выпадении ключа из рук рабочего вследствие загрязненности зубьев или их поломке; при разрыве цепи; срыве ключа вследствие сработанности зазубрин на щеках ключа и срыве цепи из-за сработанности упоров, расположенных между щеками ключа.

**Ключи штанговые.** Свинчивание и развинчивание насосных штанг и муфт при ремонте скважин осуществляют при помощи штанговых ключей, изготавливаемых для проведения работ вручную и с автоматами.

Ключ КШ (рис. 5.24, а) предназначен для ручной работы.

Круговой штанговый ключ КШК (рис. 5.24, б) с регулируемыми зажимными плашками применяют для отвинчивания штанг при закреплённом плунжере скважинного насоса. Во время подземного ремонта скважин при заедании плунжера скважинного насоса приходится поднимать трубы вместе со штангами.

Муфтовые соединения труб не совпадают с соединениями штанг.

Поэтому после отвинчивания очередной трубы над муфтой, установленной на элеваторе, будет находиться гладкое тело штанги, захват которого штанговым ключом невозможен. Отвинчивать штанги цепным ключом опасно, так как вследствие пружинящего действия штанги ключ может вырваться из рук и нанести травму.

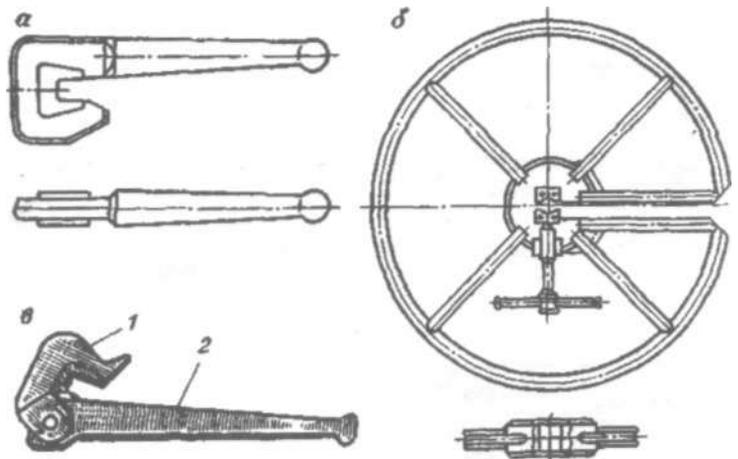


Рис. 5.24. Ключи штанговые:  
а - КШ; б - круговой КШК; в - КШШ 16...25; 1 - головка; 2 - рукоятка

В круговом ключе штанги захватывают плашками, имеющими угловые вырезы с зубьями. Одна из плашек, неподвижная, закреплена двумя штифтами внутренней части ключа, а вторая, подвижная, прикреплена к внутреннему концу зажимного стержня.

Взамен штангового ключа КШ разработан ключ штанговый шарнирный КШШ 16...25, который заменяет ключ КШ трех типоразмеров.

Ключ КШШ 16...25 (рис. 5.24, в) состоит из рукоятки 2 и шарнирной головки 1, прижимаемой пружиной к головке рукоятки.

#### Вопрос 5.4. Роторные установки

Назначение ротора - вращение бурильного инструмента и удержание колонны бурильных и обсадных труб при свинчивании и развинчивании в процессе спускоподъемных операций при бурении скважин небольшого диаметра и капитальном ремонте скважин.

Ротор (рис. 5.25) состоит из станины 7, стола 6 с коническим зубчатым венцом 4, опирающегося на упорные подшипники 2 и роторный вал 8.

Станина из стальной отливки воспринимает и передает на раму все нагрузки, возникающие в процессе бурения и при спускоподъемных операциях.

Внутренняя полая часть станины использована под индивидуальную масляную ванну верхней опоры. В верхней части стенка станины имеет бурт, являющийся элементом верхнего лабиринтного уплотнения масляной ванны основной опоры.

К нижней части ствола на болтах крепят крышку, служащую одновременно масляной ванной нижнего подшипника 1. Стол из стальной отливки имеет в центре отверстие диаметром 360 мм для пропуска бурильного инструмента и колонны обсадных труб.

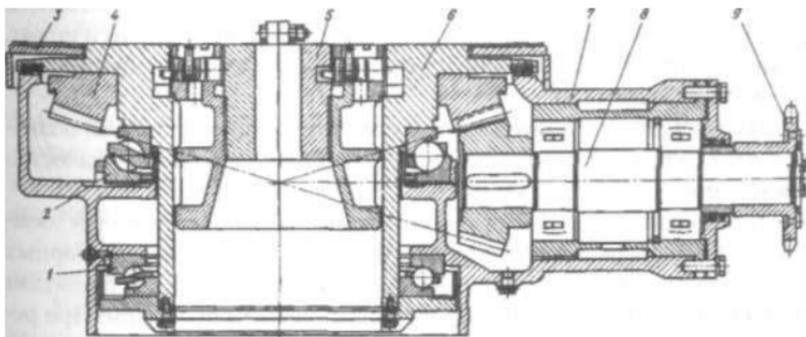


Рис. 5.25. Ротор Р-360 Ш14М:

- 1 - вспомогательная опора;
- 2 - основная опора;
- 3 - кожух стола;
- 4 - зубчатый венец;
- 5 - вкладыши-зажимы;
- 6 - стол;
- 7 - корпус;
- 8 - ведущий вал;
- 9 - звездочка

В нижней части стола имеются цилиндрические кольцевые выточки, которые вместе с буртами станины образуют тройное лабиринтное уплотнение масляной ванны.

В нижней части стола имеется квадратный вырез под роторные вкладыши 5, а ниже - кольцевой паз для стопорения вкладыша в осевом направлении, куда входит палец защелки вкладыша. Зажимы также предохраняются от перемещения в осевом направлении в месте, где палец защелки вкладыша входит в кольцевой паз зажима.

Стол вращается на верхней опоре 2, которая воспринимает нагрузку от веса колонны бурильных или обсадных труб.

Нижняя шаровая опора 1 воспринимает вертикальные, поднимающие стол ротора усилия и толчки, возникающие в процессе работы.

Нижнюю опору крепят с помощью крышки и болтов. По мере износа опоры болты подтягивают. Смазка нижнего подшипника консистентная; ее осуществляют через боковое отверстие в нижней части станины

В горловине станины на двух радиальных сферических роликоподшипниках размещают роторный вал 8.

Вращение стола ротора передается от звездочки 9 цепной передачи через вал ротора и коническую зубчатую шестерню, закрепленную на конце роторного вала.

Стол ротора огражден кожухом 3, являющимся одновременно и подвижной площадкой.

### **Вопрос 5.5. Трубные и штанговые механические ключи**

В комплексе основных работ, связанных с подземным ремонтом скважин, наиболее тяжелые и трудоемкие - это операции по спуску и подъему насосно-компрессорных труб и штанг. Они в зависимости от характера ремонта и числа, находящихся в скважине труб и штанг, занимают от 50 до 80 % от общего баланса времени, затрачиваемого на ремонт скважины.

Применение автоматов для работы с трубами и штангами позволяют в 2...3 раза увеличить темп спускоподъема и повысить качество крепления резьбы.

Для механизации и частичной автоматизации наиболее трудоемких ручных операций при спуске и подъеме насосно-компрессорных труб широкое применение получили автомат АПР-2ВБ с приводом от электродвигателя и АПР-ГП с гидравлическим приводом. При ремонте скважин с погружными электронасосами находят применение механические ключи типов КМУ и КАРС грузоподъемностью 500 кН, при капитальном ремонте - гидравлический трубный ключ КПП и КПР-12. Для работы со штангами ключ АШК-М.

**Автомат - 2ВБ** используется для механического свинчивания и развинчивания труб, обеспечивает автоматический захват и удержание на весу колонны насосно-компрессорных труб спайдером, центрирует колонну труб центратором. При работе с автоматом используется следующий инструмент: элеваторы ЭГ, трубные ключи КТМ и стопорные ключи КСМ. Вместо указанных могут быть применены ключи КТГ и КТД.

В настоящее время применяются автоматы АПР-2ВБ с приводом от электродвигателя (рис. 5.26) и АПР-ГП с гидравлическим приводом.

**Автомат АПР-2ВБ** с взрывобезопасным электроприводом состоит из следующих узлов: блока автомата, блока электрического инерционного взрывобезопасного привода с реверсивным взрывобезопасным переключателем, клиновой подвески и центратора.

Блок автомата представляет собой корпус 1 клинового спайдера с червячным редуктором (червячное колесо 5, червяк 6) и водилом 7, передающим вращающее усилие трубному ключу. Редуктор защищен кожухом, образующим масляную ванну. Блок автомата крепится к пьедесталу центратора.

Клиновая подвеска 2 состоит из направляющей с кольцевым основанием, к которому шарнирно подвешены три клина.

Клинья для 48, 60 и 73-мм труб - сборные и состоят из корпуса клина и сменных плашек, закрепляемых шплинтами. Клинья для 89 и 114-мм труб - монолитные. Для передачи усилия от труб к клиновой подвеске применяется подкладная вилка. Ее подкладывают под муфту очередной поднимаемой трубы в момент ее появления над подвеской. При опускании колонны муфта давит на вилку, подвеска утепляется и клинья захватывают трубу. После этого вилку вытаскивают, трубу отвинчивают, а муфту очередной трубы захватывают элеватором и поднимают.

Блок центратора для 48, 60, 73 и 89-мм труб состоит из пьедестала, к которому тремя шпильками крепится блок автомата. Внутри центратора фиксатором крепится втулка 4. Для работ со 114-мм трубами применяют специальный центратор, вкладыш которого имеет форму колодки. Центратор автоматически центрирует колонну труб относительно блока автомата при их спуске и подъеме и предотвращает попадание в скважину каких-либо крупных предметов.

Для перемещения клиновой подвески вверх в процессе работы автомата служит балансир с грузом.

Блок электропривода с переключателем состоит из взрывобезопасного электродвигателя АСВ-41-4А специального исполнения 1 мощностью 3,5 кВт и инерционного устройства, позволяющего значительно увеличить момент на водиле при отвинчивании труб, а также при завинчивании труб большого диаметра.

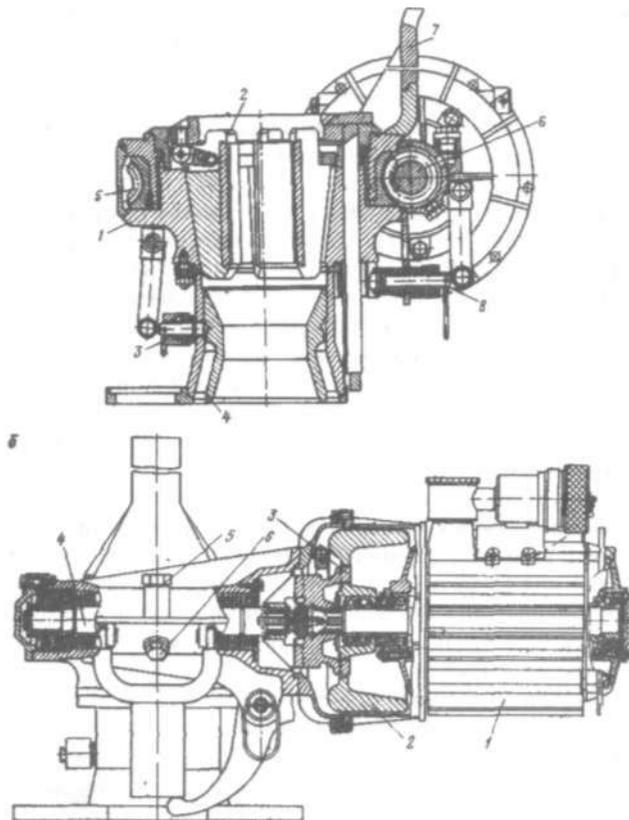


Рис. 5.26 Автомат АПР – 2ВБ

- а - блок автомата: 1- корпус; 2 -клиновья подвеска; 3 - пьедестал с фиксатором;  
 4 - втулка центратора; 5 - червячное колесо; 6 - червяк; 7 - водило;  
 8 - ось фиксатор балансира; б - блок привода; 7 - электродвигатель; 2 - маховик,  
 3- муфта блокировки маховика, 4 - червяк с подшипниками;  
 5, 6 - пробки для заливки и слива масла в червячном редукторе

Инерционное устройство представляет собой маховик 2, установленный на валу двигателя. Маховик соединяется с валом муфтой 3. На приводе смонтировано штепсельное соединение, позволяющее присоединить электродвигатель к реверсивному пускателю ПРВ-ЗС.

Он специальным кабелем с нефтестойкой изоляцией соединяется с промышленной сетью. Пускатель предназначен для запуска, реверсирования и останковки двигателя. Во время работы автомат крепят двумя болтами к фланцу эксплуатационной колонны.

Для работы на скважинах, оборудованных бесштанговыми электронасосными установками ЭЦН, применяются специальные автоматы АПР-2ЭПН (автомат АПР-2 с автоматической приставкой, оснащенной центрирующим устройством и механизмом съема и надевания хомутов). Они позволяют механизировать свинчивание и развинчивание насосно-компрессорных труб с диаметрами от 48 до 114 мм и обеспечивают надевание хомутов для крепления токонесущего кабеля диаметрами от 27,5 до 34,7 мм на колонну труб при ее спуске в скважину, удержание, освобождение и центрирование колонны труб и снятие хомутов при подъеме колонны труб.

**Автомат АПР-ГП** имеет, в отличие от автомата АПР-2ВБ, гидравлический объемный привод с питанием от автономной гидравлической станции или от гидравлической системы агрегатов для подземного ремонта скважин. Гидропривод обеспечивает стабильность вращающего момента при свинчивании труб; система его регулировки проста. В качестве двигателя используется гидромотор НПА-64, а вращающий момент регулируется настройкой предохранительного клапана Г52-14.

**Универсальный механический ключ КМУ - 50** предназначен для механизации операций по свинчиванию - развинчиванию, удержанию колонны насосно-компрессорных труб в процессе текущего ремонта скважин, эксплуатируемых оборудованием всех видов, включая погружные электронасосы. Ключ (рис. 5.27) состоит из блока вращателя 8с электроприводом 5, спайдера 9 с блоком клиньев и блока управления электроприводом.

Вращатель - двухступенчатый редуктор с прямозубой цилиндрической передачей, рабочим органом которого служит разрезное колесо с установленным на нем водилом. Корпус вращателя и разрезное колесо имеют прорезь для пропуска насосно-компрессорных труб. Прорези колеса и корпуса вращателя совмещаются механизмом, расположенным на корпусе вращателя. Подшипником скольжения разрезного колеса служит бронзовая втулка. Для перекрытия зева вращателя предусмотрено специальное устройство.

Привод ключа КМУ-50 электрический инерционный взрывобезопасный с питанием от промышленной сети напряжением 380 В. Электродвигатель ключа типа В100 442-5, исполнения ВЗТ-4В, мощностью 3 кВт. Ключ оснащен блоком управления электропривода с кабелем КРПСН 3Х4-1Х2,5.

Вращатель с электроприводом прикреплен быстросъемными зажимами к поворотной стойке, состоящей из плиты-кронштейна, приваренного к спайдеру.

Инерционное устройство позволяет регулировать крутящий момент на водиле ключа путем установки соответствующих сменных

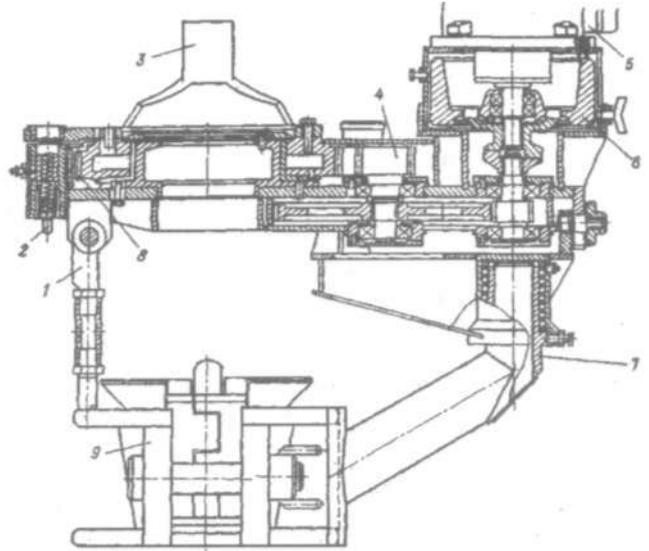


Рис. 5.27. Ключ механический универсальный КМУ  
 / - блокировочная рукоятка; 2 - механизм совмещения прорезей рабочей шестерни и корпуса; 3 - водило; 4 - редуктор; 5 - электропривод; 6 - сменный маховик; 7 - кронштейн; 8 - вращатель; 9 - спайдер

маховиков. Управление электроприводом осуществляется посредством магнитного пускателя и кнопочного поста управления.

Полуавтоматический спайдер состоит из разрезного корпуса спайдера, сменных блоков клиньев для труб диаметром 66, 73 и 89 мм, рукоятки управления и хомута. К корпусу спайдера приварен кронштейн для установки вращателя. Вращатель на кронштейн крепят с помощью оси и болта.

Для совмещения вращателя в рабочем положении со спайдером служат фиксатор на вращателе и паз на спайдере.

Блок клиньев состоит из трех корпусов со сменными плашками. Раскрытие клиньев блока осуществляется пружиной.

При проведении спускоподъемных работ колонна насосно-компрессорных труб под муфту заклинивается в полуавтоматическом спайдере. Ключ надвигается на колонну труб вращением вокруг оси, при этом фиксатор скользит по поверхности корпуса спайдера, доходит до упора и под действием пружины входит в паз. На трубу надевают трубный ключ. Вращением водила в нужную сторону для свинчивания или развинчивания труб управляют с кнопочного пульта.

Ключ КМУ-50 работает в комплекте с элеваторами типа ЭТА, трубными ключами типа КТДУ или КТГУ и стопорными ключами КСМ.

Ключ выполнен в виде блоков, что создает удобство при монтаже и транспортировке, прост в эксплуатации, обеспечивает высокие темпы работы. Разрезная конструкция спайдера и вращателя позволяет применять ключ на скважинах, оборудованных погружными электронасосами, а в аварийных ситуациях - быстро демонтировать ключ с устья скважины.

**Ключ подвесной разрезной КПР - 12** предназначен для свинчивания и развинчивания бурильных и насосно-компрессорных труб в процессе текущего и капитального ремонтов скважин.

Он состоит (рис. 5.28) из трубного ключа 2, выполняющего процесс свинчивания и развинчивания труб при расчетном крутящем моменте, и гидравлического агрегата, обеспечивающего требуемый расход и давление масла в гидросистеме.

Трубный ключ представляет собой двухскоростной цилиндрический редуктор с разрезной рабочей шестерней, в которой устанавливаются сменные захваты. Комплектуется съемным стопорным устройством. Привод от гидромотора.

Гидравлическая насосная станция - электроприводная; соединяется с ключом гидравлическими рукавами высокого давления; устанавливается на расстоянии до 10 м от скважины

Управление ключа расположено на корпусе ключа. Ключ на стационарной вышке или на вышке передвижного агрегата подвешивают на тросе диаметром не менее 16 мм. Трос крепят при помощи трех зажимов. Во избежание перегибов троса и выхода его из строя применяют проушины соответствующих размеров. Высота подвески ключа на кронштейне должна составлять не менее 5 м, с тем, чтобы угол поворота кронштейна обеспечивал

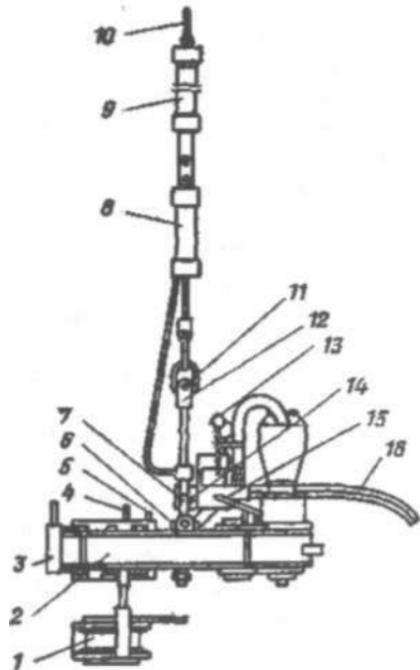


Рис. 5.28. Ключ подвесной разрезной К П Р - 12

- 1 - стопор; 2 - ключ; 3 - створка; 4 - упор;
- 5 - ограничитель ключа и стопора;
- 6 - болт регулировочный; 7 - рукоятка подъема; 8 - гидроподъемник;
- 9 - амортизатор; 10 - серьга; 11 - винт;
- 12 - подвеска; 13 - гидрораскрепитель;
- 14 - ограничитель крутящего момента;
- 15 - рукоятка переключения скоростей;
- 16 - гидроукав

подвод и отвод ключа к устью скважины и обратно. Гидроподъемник 8 регулирует высоту подвески ключа в зависимости от расположения муфты трубы.

Диаметр троса, удерживающего ключ от реактивного момента при его работе, должен быть также не менее 16 мм.

Захваты под трубы сменные, заменяют их при выключенном гидравлическом агрегате.

Гидроподъемник 8 устанавливают на ключ до его подвешивания. Ключ подвешивают в следующей последовательности: амортизатор 9, гидроподъемник 8, подвеска 12, ключ 2, стопор 1.

Горизонтальное положение ключа достигается регулировкой болтами 6 и винтом 11 подвески 12. Удерживающие тросы должны находиться в горизонтальном положении и жестко быть закреплены.

Колонна труб монтируется на спайдере или элеваторе. Ограничитель ключа устанавливается в положение «развинчивание». Ключ надвигается на колонну труб, закрывая створку. Раскрепление трубы выполняется на низшей передаче, после чего на высшей передаче производится отвинчивание трубы. В случае отсутствия спайдера или малого веса колонны труб следует обязательно применять стопор. После окончания отвинчивания трубы производится реверсирование ключа до совмещения прорезей шестерни и корпуса. При этом захваты освобождают трубу, открывают створку, снимают ключ с трубы и отводят его в сторону.

Свинчивание производится аналогично. При этом ограничитель ключа устанавливается в положение «свинчивание», а ограничитель крутящего момента на насосной станции - в положение, соответствующее спускаемым в скважину трубам.

**Ключ КАРС** предназначен для механизации операций по свинчиванию-развинчиванию и автоматизации операций по захвату, удержанию на весу и освобождению колонны насосно-компрессорных труб при текущем и капитальном ремонтах скважин.

Ключ (рис. 5.29) состоит из разрезного редуктора с вмонтированным в него трубозажимным устройством (вращатель 1, слайдер 5 с блоком клиньев), устройства позиционирования 4, узлов указателя крутящего момента 6 и совмещения прорезей роторной шестерни и корпуса 7, электроинерционного привода 2 и блока управления приводом 3. Вращатель ключа выполнен в виде двухступенчатого редуктора с прямозубой цилиндрической передачей. Рабочим органом служат роторная шестерня с вмонтированным в нее трубозажимным устройством, что исключает наличие в комплекте трубных ключей.

Вращение от электродвигателя к вращателю передается через центробежную муфту, позволяющую резко снизить перегрев двигателя за счет снижения пусковых токов. Вращатель снабжен устройством

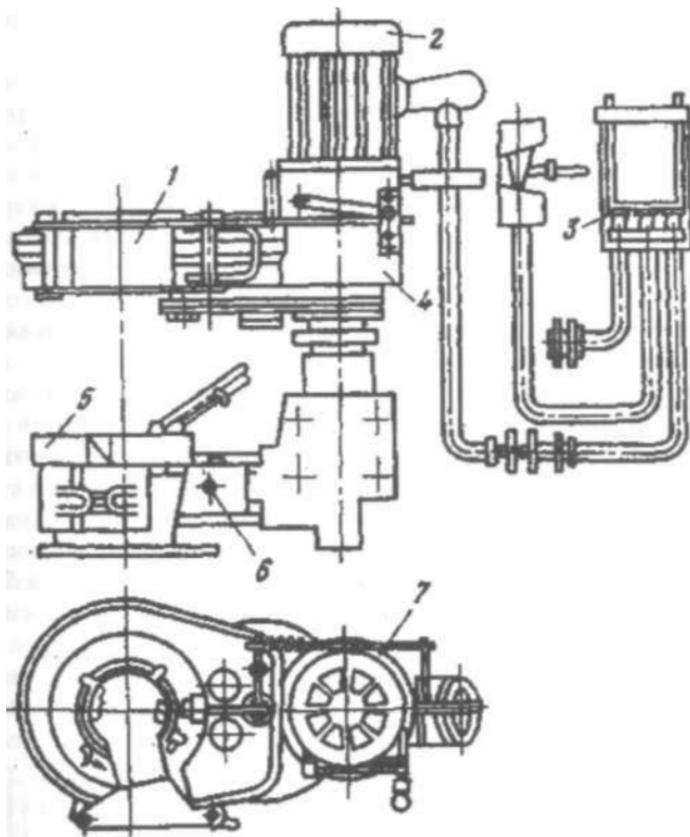


Рис. 5.29. Ключ КАРС

1 - вращатель; 2 - электроинерционный привод; 3 - блок управления приводом;  
 4 - устройство позиционирования; 5 - спайдер; 6 - узел указателя крутящего момента;  
 7 - корпус

дискретной регулировки крутящего момента (в зависимости от диаметра свинчиваемых и развинчиваемых насосно-компрессорных труб), развиваемого ключом, без разборки и отсоединения каких-либо деталей. Наличие этого устройства приводит к значительному сокращению времени на переналадку ключа по сравнению с ключами типа КМУ-50.

Устройство позиционирования надежно обеспечивает отслеживание за резьбой, как в горизонтальной, так и вертикальной плоскостях и резко снижает нагрузки на ключ при свинчивании и развинчивании резьбовых соединений. Наличие узла указателя крутящего момента позволяет повысить надежность свинчиваемых соединений. Узел совмещения прорезей роторной шестерни и корпуса работает

при минимальных нагрузках на совмещающем штыре и обеспечивает совмещение за один - два оборота роторной шестерни.

Особенность электроинерционного привода ключа КАРС по сравнению с ключом КМУ-50 - наличие центробежной муфты, предохраняющей электродвигатель от перегрузок. Управление электродвигателем осуществляется с кнопочного поста управления через магнитный пускатель. Вращатель с электродвигателем крепят к каретке спайдера, который (практически не отличается от спайдера ключа КМУ-50) состоит из разрезного корпуса, сменных блоков клиньев, рукоятки управления, каретки и указателя крутящего момента в диапазоне четырех позиций при работе с разными диаметрами насосно-компрессорных труб.

**Ключ штанговый КШЭ** предназначен для свинчивания и развинчивания резьбовых соединений насосных штанг. Он состоит (рис. 5.30) из блока вращателя, блока управления и специального штангового элеватора. Блок вращателя представляет собой редуктор с прямозубыми колесами. К одному концу быстроходного вала редуктора 3 при помощи полумуфты присоединен электродвигатель 4, на другой конец вала при помощи шлицев устанавливают маховик 5 для получения необходимого крутящего момента для свинчивания и раз-

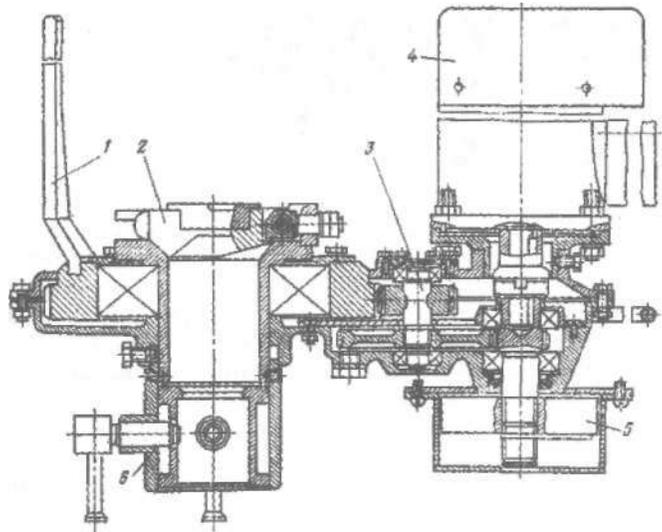


Рис. 5.30. Ключ штанговый КШЭ:  
1 - водило; 2 - откидная вилка; 3 - редуктор; 4 - электродвигатель;  
5 - маховик; 6 - винты управления

винчивания резьбовых соединений насосных штанг. Маховик фиксируется пружиной и огражден кожухом.

На большом колесе-шестерне приварено водило. Откидная вилка на втулке корпуса выполняет роль второго элеватора и служит для удержания колонны штанг на весу в процессе подъема или спуска.

Блок управления электродвигателем состоит из электромагнитного пускателя, кнопочного поста управления, соединенных кабелем со штепсельными разъемами.

Пост управления кнопочный; его устанавливают на двух специальных шпильках. Электродвигатель крепят в двух положениях в зависимости от места расположения оператора. Принцип работы ключа заключается в следующем. После посадки колонны штанг на откидную вилку, на квадрат нижней штанги устанавливают стопорный ключ, а на квадрат верхней штанги - штанговый ключ. Затем включением электродвигателя осуществляют свинчивание или развинчивание штанг в зависимости от выполнения технологического процесса. Спускоподъемные операции производят посредством специального элеватора, захватывающего штангу за квадрат.

В зависимости от размера штанг, с которыми проводится работа, в корпус штангового элеватора вставляют соответствующие вкладыши и запорное кольцо, а в откидной вилке устанавливают соответствующую вставку.

Перед пуском ключа снимают кожух и устанавливают маховик определенного диаметра, обеспечивающего определенный крутящий момент для данного соединения штанг.

**Буровой ротор с гидроприводом** входит в комплект агрегата А - 50 и предназначен для производства буровых работ, а также для механического свинчивания и развинчивания бурильных и насосно-компрессорных труб.

В сварном корпусе 26 (рис. 5.31) размещены шестеренчатый редуктор, клиновой захват, подвески 5, 6, 7, 8 и другие детали. Ротор получает вращение от гидромотора через шестерни, составляющие двухступенчатый понижающий редуктор. К шестерне 27 прикреплен вращающийся диск с приваренными к нему двумя ребрами. К ребрам крепится водило. Наличие лабиринтных уплотнений исключает возможность попадания внутрь корпуса влаги. Клиновой захват предназначен для удержания колонны труб на весу и рассчитан на применение труб диаметром 51, 63, 89 мм, что достигается сменой сухарей или клиньев. Подъем и опускание клиньев производятся рычагом 20, на котором помещен груз, уравнивающий вес клиньев. Реверсирование гидромотора достигается изменением направления потока жидкости трехпозиционным золотником, находящимся на пульте управления.

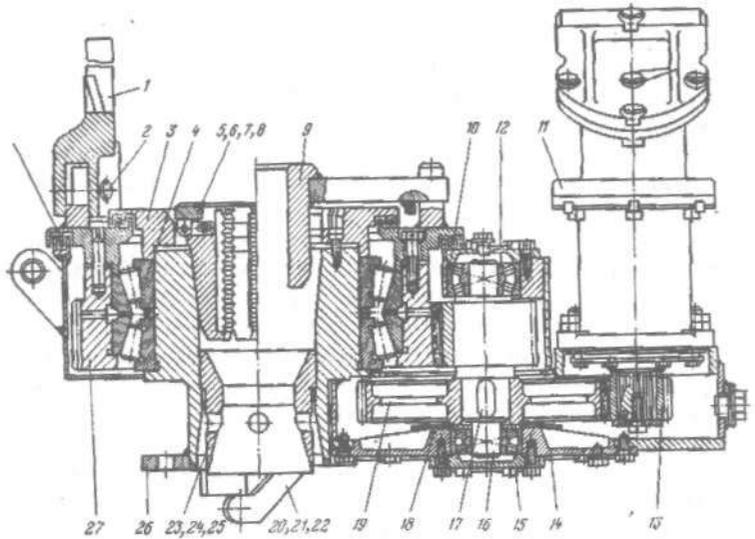


Рис. 5.31. Буровой ротор с гидроприводом:

- 1 - водило; 2 - валик; 3, 28 - столы ротора; 4 - роликотоподшипник; 5, 6, 7, 8 - подвески размерами соответственно 60, 73, 89, 102 мм; 9 - вкладыш ротора; 10, 14, 15 - крышки; 11 - гидромотор; 12 - роликотоподшипник; 13 - шестерня; 16 - вал шестерни; 17 - шпонка призматическая; 18 - втулка, 19 - шестерня; 20 - рычаг; 21 - груз; 22 - валик; 23, 24, 25 - центраторы диаметрами соответственно 60, 73, 89 мм; 25 - корпус; 27 - шестерня

## Вопрос 5.6. Порядок СПО с применением АПР

**Подъем труб.** Оператор подает к устью скважины подвешенный на крюке элеватор, надевает его на трубу, удерживаемую слайдером автомата, и захлопывает створку элеватора. Тракторист поднимает колонну до выхода следующей муфты; при этом муфта должна быть поднята на высоту, достаточную лишь для подкладывания вилки. Оператор подкладывает вилку, и колонну труб опускают; колонна удерживается клиновым захватом. После этого вытаскивают вилку. Оператор устанавливает стопорный ключ на муфту трубы, заклиненной плашками клинового захвата (при подъеме последних 8...10 труб), надевает трубный ключ и переключателем включает автомат. После полного развинчивания трубы и снятия ключа тракторист поднимает трубу и затем опускает ее; оператор, удерживая, трубу за нижний конец, передает ее своему помощнику и снимает стопорный ключ (при подъеме последних 8... 10 труб). Помощник оператора отводит трубу и укладывает ее на мостик. Оператор снимает с трубы элеватор и подает его опять к автомату, после чего операции повторяются.

**Спуск труб.** При спуске труб, работая с автоматом, не пользуются подкладной вилкой, так как ее функции выполняет элеватор. Работы ведут в следующем порядке. Оператор и помощник оператора оттягивают элеватор, подвешенный на крюке, в сторону мостков. Оператор надевает элеватор на трубу, захлопывает его створку на защелку, поворачивает элеватор створкой вверх. Тракторист поднимает трубу с мостков, и помощник оператора, придерживая трубу рукой или железным крючком, передает ее оператору. Оператор, приняв трубу, очищает резьбу щеткой, направляет конец трубы в муфту опущенной в скважину трубы. Помощник оператора устанавливает (при спуске первых 8... 10 труб) стопорный ключ на муфту трубы, зажатой клиновым захватом. Оператор надевает ключ на трубу и, зарядив его, ручкой переключателя включает автомат на свинчивание. После чего он переключает автомат на обратный ход для отжатия сухаря трубного ключа, выключает автомат и снимает трубный ключ, а затем стопорный.

Тракторист приподнимает колонну для расклинивания ее от автоматического клинового захвата, опускает трубы в скважину, а затем плавно опускает элеватор, нагруженный колонной труб, на подвеску автоматического клинового захвата. Оператор открывает элеватор, снимает его с трубы. Далее операции повторяются.

### **Вопрос 5.7. Подъемные лебедки**

Для обслуживания скважин при спускоподъемных операциях, которые, как уже отмечалось, являются обязательными при подземном и капитальном ремонтах, применяются стационарные и самоходные агрегаты.

В настоящее время применяются два вида комплексов для выполнения спускоподъемных операций:

- стационарная вышка, оборудованная стационарными мостками для укладки труб и штанг, и передвижная лебедка, смонтированная на тракторе;

- передвижной агрегат, несущий на себе вышку и лебедку, установленные либо на гусеничном тракторе, либо на машине высокой проходимости.

И те и другие агрегаты комплектуются инструментами для свинчивания - развинчивания колонны штанг и труб. Агрегаты, предназначенные для капитального ремонта скважин, имеют также и ротор.

Наиболее широко применяют тракторные подъемники ЛПТ - 8, заменивший подъемник АзИНмаш - 43П, и подъемники ЛПР - 110Э и ЛПР - 60 для ремонта скважин на морских основаниях.

**Лебедка подъемная ЛПТ - 8.** Монтажной базой этого подъемника является гусеничный трактор Т-130.1.Г (рис. 5.32), обеспечивающий ремонт скважин глубиной до 2500 м.

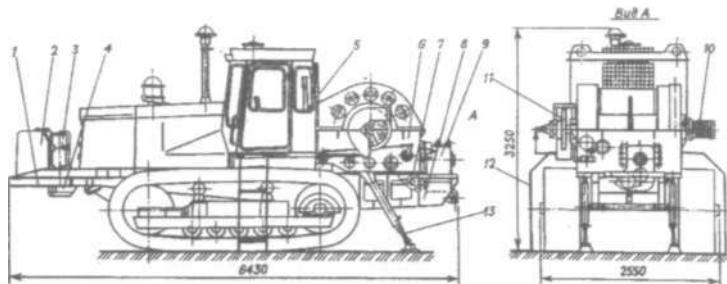


Рис. 5.32. Подъемная лебедка ЛПТ - 8

- 1 - рама; 2 - топливный бак; 3 - воздушные баллоны; 4 - компрессор;  
 5 - пульт управления; 6 - лебедка; 7 - карданный вал;  
 8 - консольная рама; 9 - коробка передач; 10 - безопасная катушка;  
 11 - механизм привода ротора; 12 - съемная приставная лестница;  
 13 - откидной винтовой упор

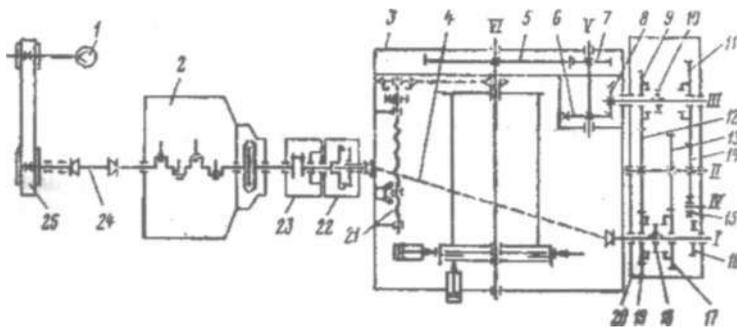


Рис. 5.33. Кинематическая схема подъемной лебедки ЛПТ - 8:

- I - компрессор; 2 - двигатель; 3 - лебедочный блок; 4 - карданный вал; 5, 7 - шестерни;  
 6, 8 - шестерни конические; 9 - шестерня 3-й и 4-й скоростей; 10 - муфта;  
 II - шестерня 1-й и 2-й скоростей; 12, 13, 14 - шестерни промежуточного вала;  
 15, 16 - шестерни обратного вращения барабана; 17 - шестерня 2-й и 4-й скоростей;  
 18 - муфта переключения скоростей; 19 - шестерня 1-й и 3-й скоростей;  
 20 - коробка передач; 21 - ограничитель подъема талевого блока; 22 - коробка отбора мощности; 23 - бортовой фрикцион; 24 - карданный вал; 25 - передача ремennая;  
 I - ведущий вал; II - промежуточный вал; III - ведомый вал;  
 IV - ось шестерни заднего хода; V - вал силовой передачи; VI - вал барабан  
 Каждая из четырех скоростей коробки достигается одновременным включением обеих муфт. На свободном конце ведомого вала III установлена коническая шестерня 8 для Универсальный винтовой ограничитель подъема талевого блока 21 приводится от барабана цепной передачей. Привод навесного оборудования подъемника осуществляется (рис. 5.33) от тягового двигателя трактора 2 через коробку отбора мощности 22, установленную на задней по ходу стенке корпуса бортовых фрикционов 23, карданный вал 4 и коробку передач 20, прикрепленную к станине лебедочного блока 3-

Основные узлы подъемной лебедки - силовая передача, электропневматическая лебедка и пневматическая система управления.

Лебедка однобарабанная. Все узлы и механизмы лебедочного блока - барабанный вал в сборе, вал силовой передачи, тормозная система, храповое устройство, ограничитель подъема талевого блока, кожухи и ограждения - собраны на цельносварной станине коробчатого типа. Барабан включают посредством собранной внутри тормозной шайбы фрикционной муфты. Шайбу крепят к ребордам барабана.

На правом конце барабанного вала по ходу установлена безопасная шпилевая катушка, на левом - цепное колесо привода ротора.

Тормозная лента выполнена из пружинной стали с наклеенным на ее внутреннюю поверхность фрикционным материалом. Для длительного удержания колонны труб или штанг на весу в лебедке предусмотрено храповое устройство.

Фрикционная муфта однодисковая, пневматическая. Для включения барабана лебедки воздух от пневмосистемы подается в вертлюжок, ввернутый в торец вала барабана.

Пневмосистема подъемника предназначена для управления фрикционной муфтой привода тормозной системы лебедочного блока при ножном управлении или срабатывании ограничителя подъема талевого блока.

Пневмосистемы питаются от двухцилиндрового одноступенчатого компрессора, привод которого осуществляется от двигателя трактора посредством карданного вала и ременной передачи. Сжатый воздух из компрессора 4 подается в воздушные баллоны 3, из которых в процессе работы необходимо удалить жидкость. Компрессор и топливный бак 2 расположены спереди трактора на удлиненной части рамы перед радиатором.

Для крепления подъемника в рабочем положении имеются два откидных винтовых упора 13.

У шестискоростной коробки передач КП-100 четыре прямые скорости и две обратные.

Такая компоновка создает лучшие условия для обслуживания коробки передач, обеспечивает доступ к прицепному устройству и бортовым фрикциям трактора.

Привод воздушного компрессора 1 осуществляется от ходового двигателя трактора с помощью карданного вала 4 и ременной передачи 25.

В корпусе коробки передач на роликовых подшипниках установлены ведущий I, промежуточный II, ведомый III валы и ось паразитной шестерни заднего хода IV. На бронзовых втулках ведущего вала установлены шестерня 19 первой и третьей скоростей, шестерня 17 второй и четвертой скоростей, между которыми размещена муфта переключения скоростей 18. На ведущем валу также установлена под-

вижная шестерня 16. На промежуточном валу неподвижно смонтированы шестерни 14, 13 и 12, на бронзовых втулках ведомого вала - шестерня 11 первой и второй скоростей и шестерня 9 третьей и четвертой скоростей, между которыми находится муфта переключения 10.

На оси IV коробки передач 20 на двух роликовых подшипниках установлена шестерня 15, при работе которой совместно с подвижной шестерней 16 осуществляется обратное вращение барабана.

Трансмиссионный вал, помещенный в герметичной масляной ванне станины, передает через шестерни 7 и 5 вращение барабанному валу VI. Барабан включают посредством фрикционной муфты.

**Лебедка подъемная ЛПР - 60** предназначена для выполнения спускоподъемных операций с трубами и штангами в процессе ремонта и освоения нефтяных скважин глубиной до 1500 м, которые расположены на морских основаниях и приэстакадных площадках, оборудованных стационарными вышками и мачтами. Применяется в макроклиматических районах с умеренным климатом.

Лебедка смонтирована на раме, состоящей из двух частей: нижней - основания и верхней - поворотной, которая с помощью трех

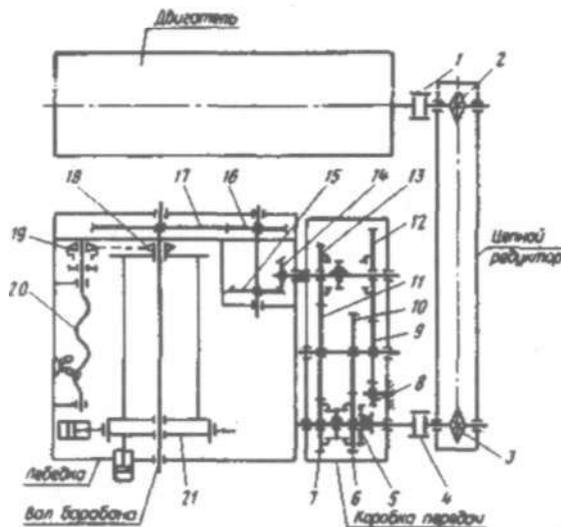


Рис. 5.34. Кинематическая схема ЛПР - 60:

- 1 и 4 - зубчатые муфты; 2 и 3 - звездочки цепного редуктора; 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12 и 13 - шестерни коробки передач; 14 и 15 - шестерни конической передачи; 16 и 17 - шестерни привода вала; 18 и 19 - звездочки цепной передачи механизма противозатаскивания талевого блока; 20 - ходовой винт противозатаскивателя; 21 - фрикционная муфта лебедки

катков, размещенных по окружности, может поворачиваться на оси основания и фиксироваться в нужном положении.

Вместе с поворотной частью рамы разворачивается все оборудование, смонтированное на ней: лебедка, коробка передач, цепной редуктор, дизельный двигатель привода лебедки, компрессор с автономным электродвигателем и кабина с управлением.

Основные узлы и механизмы лебедки ЛПР-60 полностью унифицированы с аналогичными узлами и механизмами лебедки ЛПТ-8.

Управление лебедкой - электропневматическое, из специальной кабины с вентиляцией и обогревом.

Запуск дизельного двигателя лебедки - электрический от промышленной сети через выпрямительное устройство.

Привод лебедки - от специального дизельного двигателя через цепной редуктор (звездочки 2,3), коробку передач (шестерни 5...13), конические шестерни 14, 15 и цилиндрическую пару шестерен 16, 17 на вал барабана.

Привод механизма противозатаскивания - от вала барабана через цепные звездочки 18, 19 на ходовой винт противозатаскивателя 20.

**Лебедка подъемная ЛПР-ПОЭ** предназначена для спускоподъемных операций с насосно-компрессорными и бурильными трубами, а также для привода ротора в процессе освоения, текущего и капитального ремонтов скважин глубиной до 5000 м, оборудованных стационарными вышками и расположенных на приэстакадных площадках или на отдельных морских основаниях. Применяется в умеренном макроклиматическом районе.

Лебедка смонтирована на раме и состоит из барабанного вала, гидромеханического тормоза, силовой передачи и электрооборудования.

В качестве сцепных муфт использованы шинно-пневматические, пневматические дисковые муфты и кулачковая муфта для включения гидродинамического тормоза. Тормозная система лебедки состоит из двухшквного ленточного тормоза с колодками от буровых лебедок. Шкивы расположены симметрично на ребрах барабанного вала. В силовую передачу лебедки входят двухскоростная коробка передач (в том числе двухскоростная цепная передача и цепная передача на ротор).

Привод электрический, включает асинхронный электродвигатель и станцию управления.

Управление лебедкой электро-пневно-механическое, осуществляется с пульта бурильщика

Коробка перемены передач (рис. 5.35) приводится от электродвигателя 1 через зубчатую муфту 2. В корпусе коробки передач на конических подшипниках установлены два вала I и II. На бронзовых подшипниках качения ведомого вала // установлены две шестерни 3 и 20

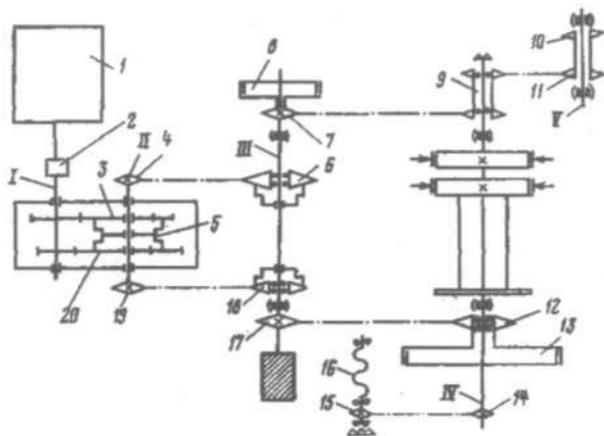


Рис. 5.35. Кинематическая схема ЛПП - 110Э:

- 1 - электродвигатель; 2 - зубчатая муфта; 3, 20 - шестерни 1-й и 2-й скоростей; 4, 6, 18, 19 - звездочки цепной передачи; 5 - зубчатая муфта; 7, 17 - звездочки повышающей и понижающей передач; 8, 13 - шинно-пневматические муфты; 9 - блок звездочек барабанного вала; 10 - ведомая звездочка; 11 - звездочка промежуточного вала; 12 - звездочка привода барабанного вала; 14 - звездочка барабанного вала; 15 - звездочка движения винтового ограничителя; 16 - винтовой ограничитель; I - ведущий вал; II - ведомый вал; III - вал силовой передачи; IV - вал барабана; V - промежуточный вал

(первая и вторая скорость), включаемые зубчатой муфтой 5. Управление муфтой пневматическое, с помощью двух пневмоцилиндров.

На валу II консольно размещены звездочки 4 и 19, от которых через звездочки 6 к 18 цепной передачей передается вращение на вал III силовой передачи, установленный на двух сферических подшипниках. На нем смонтированы звездочки 17 и 7 повышающей и понижающей передач. Звездочки установлены на шариковых подшипниках качения и включаются посредством двух кулачковых муфт. Кулачки звездочки 7 понижающей передачи рассчитаны на прямое и обратное вращение для привода ротора.

На валу силовой передачи консольно с одной стороны жестко крепится звездочка 17 привода барабанного вала, с другой - на шариковых подшипниках установлена звездочка 7 привода ротора, включаемая шинно-пневматической муфтой 8 типа МП-500.

Барабанный вал IV вращается на двух сферических роликовых подшипниках качения. От звездочки 12 привода барабанного вала, установленной на шариковых подшипниках, вращение передается на вал через шинно-пневматическую муфту 13 типа МП-1070.

Со стороны тормозных шкивов на барабанном валу консольно, на шариковых подшипниках установлен блок 9 из двух звездочек, от ведомой звездочки вращение передается цепной передачей на звездочку 11 промежуточного вала V привода ротора. С этой же стороны вала консольно смонтирована кулачковая полумуфта для присоединения гидравлического вспомогательного тормоза.

На промежуточном валу V жестко крепятся две звездочки; от ведомой звездочки 10 цепной передачей вращение передается на ротор.

От звездочки 14, установленной на левом конце барабанного вала, вращение передается звездочке 15, приводящей в движение винтовой ограничитель 16 подъема талевого блока.

Пневмосистема лебедки включает компрессор, панели воздухоприводов, пульта пневмоуправления, тормозных цилиндров и др.

Пневмосистема предназначена для привода следующих исполнительных механизмов: шинно-пневматической муфты барабана лебедки; шинно-пневматической муфты привода ротора; тормозной системы при ручном управлении или при срабатывании; ограничителя подъема талевого блока; пневмоцилиндров для переключения скоростей коробки перемены передач и кулачковых муфт; пневмораспрепители.

### Вопрос 5.8. Подъемные агрегаты

Для обслуживания скважин без стационарных вышек применяют подъемники, несущие вышку. Нашей промышленностью выпускаются следующие агрегаты:

**Агрегат АЗИНмаш-37А** (рис. 5.36), смонтированный на шасси автомобиля КраЗ-255Б, предназначен для текущего ремонта нефтяных,

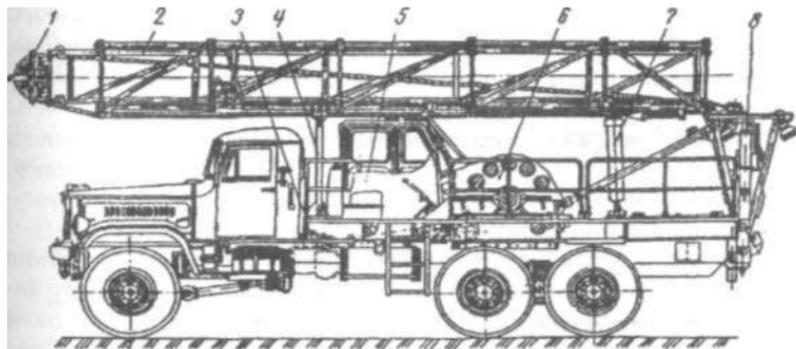


Рис. 5.36. Агрегат АЗИНмаш - 37А:

1-тальная система; 2 - вышка; 3 - силовая передача; 4- передняя опора; 5 - кабина оператора; 6 - лебедка; 7 - гидроцилиндр подъема вышки; 8 - задняя опора

газовых и нагнетательных скважин глубиной до 2900 м. Имеет следующие основные узлы: лебедку, вышку с талевой системой, переднюю и заднюю опоры вышки, кабину оператора, а также гидравлическую, пневматическую и электрическую системы управления агрегатом и другие вспомогательные узлы и механизмы.

**Лебедка** агрегата включает конический редуктор, барабанный и приводной вал, смонтированный на общей сварной коробчатой станине. Барабан сварной конструкции установлен на подшипниках качения. Муфта включения барабана фрикционная, пневматическая с дисковыми вкладышами из ретинакса, смонтирована внутри тормозного шкива.

**Вышка** - сварная, решетчатой конструкции, телескопическая, двухсекционная с открытой передней гранью. В транспортном положении вышка опирается на переднюю и заднюю опоры.

Подъем вышки осуществляется гидравлическими домкратами, выдвижение верхней секции - лебедкой с гидроприводом через блочно-канатную систему. Выдвинутая верхняя секция фиксируется на пневматически управляемых упорах. В процессе работы на скважине вышка закрепляется четырьмя оттяжками. Она снабжена также ограничителями подъема верхней секции и подъема крюкоблока. При достижении крюкоблоком критического верхнего положения ограничитель отключает фрикцион лебедки и включает тормоз.

Телескопические опорные винтовые домкраты задней опоры вышки можно фиксировать по высоте в трех различных положениях. Опорные домкраты опускаются под действием своего веса при вытаскивании фиксирующего пальца. В транспортном положении опорные домкраты поднимаются гидравлическими подъемниками, установленными внутри ног задней опоры.

**Талевая система** состоит из одноосного трехроликового кронблока и одноосного двухроликового крюкоблока с трехрогим крюком. Неподвижный конец талевого каната закреплен на боковой стенке станины лебедки.

**Гидравлическая система агрегата** обеспечивает подъем вышки и опорных домкратов задней опоры, привод лебедки, выдвижение верхней секции вышки и автомата АПР-ГП для свинчивания и развинчивания насосно-компрессорных труб.

**Пневматическая система агрегата** предназначена для усиления тормоза, управления муфтами включения барабана, гидронасоса, дистанционного управления сцеплением двигателя, упоров вышки и тормозом при срабатывании противозатаскивателя. Воздух в пневмосистему агрегата подается от компрессора автомобиля через его маслолагоотделитель и три воздушных баллона, последовательно соединенных с целью улучшения условий выпадения конденсата.

Электрооборудование в сочетании с пневматической и гидравлической системами предназначено для управления механизмами при установке и снятии агрегата на скважине, для проведения спускоподъемных операций и освещения вышки и рабочей площадки устья.

Управление механизмами агрегата при проведении спускоподъемных операций осуществляют из кабины, расположенной между лебедкой и ездовой кабиной автомобиля (рис. 5.37). Управление установкой вышки в рабочее положение выполняют с выносного пульта, соединенного с общей электросистемой агрегата кабелем. Это позволяет машинисту располагаться в любом удобном и безопасном для него месте, в радиусе до 10 м. Привод навесного оборудования агрегата лебедки 21 осуществляется от тягового двигателя автомобиля через коробку скоростей, включенную напрямую, и раздаточную коробку. Шестерня 19 раздаточной коробки автомобиля 20 находится в постоянном зацеплении с шестерней 2 коробки отбора мощности 1, свободно сидящей на валу 1. Включением зубчатой муфты вращение передается валу 1, от него через карданный вал II - первичному валу

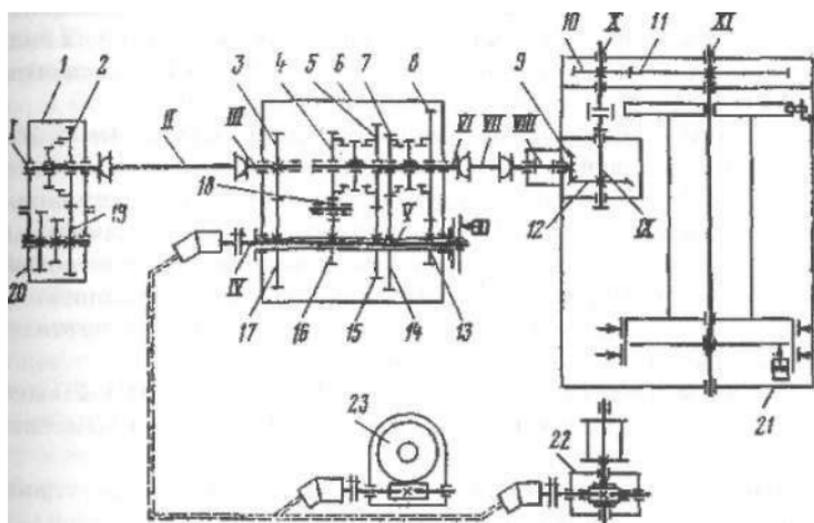


Рис. 5.37. Кинематическая схема АЗИНмаш - 37А:

- 1 - коробка отбора мощности; 2 - шестерни коробки отбора мощности; 3,17 - шестерни передачи вращения промежуточному валу; 4, 5, 7, 8 - шестерни вторичного вала; 6 - коробка передач; 9, 12 - шестерни конические; 10,11 - шестерни передачи вращения барабанному валу; 13,14,15, 16 - шестерни промежуточного вала; 18 - шестерня паразитная; 19 - шестерня раздаточной коробки; 20 - коробка раздаточная; 21 - лебедка; 22 - лебедка выдвижения верхней секции вышки; 23 - автомат свинчивания и развинчивания НКТ; I-ведущий вал; II, VII - карданный вал; III - первичный вал; IV - вал привода гидронасоса; V - промежуточный вал; VI - вторичный вал; VIII - вал конического редуктора; IX - вал конической передачи; X - приводной вал; XI - вал барабана

III коробки передач 6 и далее - через шестерни 3 и 17 - промежуточному валу V.

Шестерни 13, 14, 15 и 16, неподвижно посаженные на промежуточном валу V, находятся в постоянном зацеплении соответственно с шестернями 8, 7, 5 и 4, свободно сидящими на вторичном валу VI, причем шестерни 16 и 15 зацепляются через паразитную шестерню 18, а остальные - непосредственно. Включением зубчатых муфт вала VI сообщают три скорости прямого хода и одну скорость обратного хода. От вала VI через карданный вал VII вращение сообщается валу VIII конического редуктора и через пару конических шестерен 9 и 12 - валу IX.

Приводной вал X, соединенный зубчатой муфтой с валом IX, передает вращение барабанному валу XI через шестерни 10 и П. Вращение барабану, свободно сидящему на валу XI, сообщается через фрикционную муфту.

Внутри полого промежуточного вала V проходит вал IV привода гидронасоса, включаемый осевой фрикционной муфтой.

Гидравлическая система обеспечивает подъем вышки и опорных домкратов задней опоры, а также служит приводом лебедки 22 выдвижения верхней секции вышки и автомата АПР-2ГП 23 для свинчивания и развинчивания насосно-компрессорных труб.

Установку АЗИНмаш-37А1 монтируют на автомобиле КраЗ-260 с относительно повышенной мощностью двигателя. В отличие от АЗИНмаш-37А эта установка имеет в тормозной системе ретинаксовые колодки вместо лент с фрикционным материалом «феррадо», а в системе противозатаскивателя талевого блока использован новый винтовой механизм, более надежный и удобный в эксплуатации.

Освещение агрегатов, рабочей площадки и мостков осуществляется взрывобезопасными светильниками.

Агрегаты комплектуют автоматами АПР-2ВБ или АПР-ГП для работы с насосно-компрессорными трубами, АШК-ТМ или КШЭ для работы с насосными штангами.

Агрегаты АЗИНмаш-37А и АЗИНмаш-37А1 могут иметь устройство для безъякорного крепления вышки.

Это устройство обеспечивает устойчивость агрегата при проведении спускоподъемных операций на полную грузоподъемность без установки и крепления оттяжек вышки к внешним якорям.

Проведение спускоподъемных операций агрегата без крепления оттяжек вышки достигается путем исключения влияния рессор на устойчивость агрегата. Влияние рессор на устойчивость всего агрегата частично исключается при установке двух передних откидных домкратов, с помощью которых, а также домкратов задней опоры вышки, рама автомобиля, минуя рессоры, опирается на рабочую установоч-

ную площадку. Для полного исключения влияния рессор необходимо снизить давление в шинах автомобиля до минимально допустимого значения (0,05 МПа).

Верхние концы грузовых и установочных оттяжек вышки крепят соответственно к верхней части верхней и верхней части нижней секций вышки, а их нижние концы через винтовые стяжки соединяют с передним бампером автомобиля. При этом грузовые оттяжки крепят к внутренним, а установочные – к внешним ушкам.

**Подъемная самоходная установка УПА-32**, созданная на базе агрегата АЗИНмаш-37А1, применяется при подземном ремонте нефтяных и газовых скважин с совмещением спускоподъемных операций и свинчивания – развинчивания, вертикальной установки труб и подвески штанг с участием верхнего рабочего. Транспортной базой установки УПА-32 служит автомобиль высокой проходимости КрАЗ-260.

По сравнению с агрегатом АЗИНмаш-37А1 установка УПА-32 дополнительно включает следующее оборудование:

1. Раздвоенную талевую систему, обеспечивающую совмещение работ при спускоподъемных операциях и вертикальной установке труб и подвеске штанг; оснастку раздвоенной талевой системы четырехструнную (2Х3).

2. Балкон верхнего рабочего с магазинами для труб и штанг.

3. Оборудование механизации, включающее дистанционно управляемый трубный ключ-манипулятор, центратор, спайдер, трубордержатели и штангодержатели с вспомогательной лебедкой, элеваторы трубный и штанговый. Все операции выполняют с централизованного пульта управления.



Рис. 5.38. Подъемная установка УПА - 32:

- /- передний домкрат; 2 - передняя опора; 3 - кабина оператора; 4 - лебедка;
- 5 - гидроцилиндр подъема вышки; 6 - задний домкрат; 7 - задняя опора;
- 8 - талевый блок; 9 - полаты; 10 - вышка; 11 - кронблок

Центратор для центрирования и удержания насосно-компрессорной трубы в вертикальном положении.

Подвеска центратора состоит из направляющих труб, шарнирно подвешенных к кронблочной раме, нижние концы которых снабжены упорами, расположенными в пазах площадки верхнего рабочего. Каретки центратора перемещаются по направляющим. В верхней части левой направляющей трубы имеется дополнительный упор для установки центратора в транспортное положение.

Трубодержатель состоит из корпуса, двух эксцентрических кулачков с ушками и рукоятки. Подвешивается он цепями к грузовому канату, который через блок связан с лебедкой. Система управления лебедкой размещена на площадке верхнего рабочего. Трубодержатели грузоподъемностью 0,65 т выполнены сменными для труб диаметром 48, 60, 73 и 89 мм.

Штангодержатель грузоподъемностью 0,15 т состоит из сменной плиты под квадрат штанг, стопорного кольца, направляющих и подпружиненного стакана. Штангодержатель также подвешивается к грузовому канату и выполняет работы со штангами диаметром 16, 19, 22 и 25 мм.

Элеватор трубный для захвата труб под муфту состоит из кольцевого замкнутого корпуса, внутри которого помещена сменная втулка, двух откидных створок со сменными вкладышами с рукояткой. Элеватор посредством штропов подвешивают к талевому блоку. Его используют для работы с насосно-компрессорными трубами диаметром 48, 60, 73 и 89 мм. Скорость подъема элеватора 0,34-1,45 м/с.

Спайдер СГ-32 имеет грузоподъемность 32 т и состоит из клиновой подвески и сменных плашек, имеющих косые насечки, которые позволяют стопорить колонну при свинчивании и развинчивании труб. Клиновая подвеска управляется гидравлически с пульта управления.

Манипулятор трубный МТ-3 для свинчивания - развинчивания насосно-компрессорных труб состоит из вращателя с гидроприводом, сменного захвата и стопорного устройства.

Узел подвески ключа состоит из телескопического поворотного кронштейна с кареткой, вертикальной направляющей с гидроцилиндром и седловины с пружиной для подвески ключа. Пульт управления расположен на левом борту установки у ноги вышки и имеет три рукоятки: первая - для управления манипулятором МТ-3, вторая - для управления цилиндром подвески ключа, третья - для управления слайдером СГ-32.

Для вертикального расположения труб подъемная установка снабжена подтрубником.

**Подъемная установка УПГА - 32** предназначена для выполнения спускоподъемных операций с вертикальным размещением труб

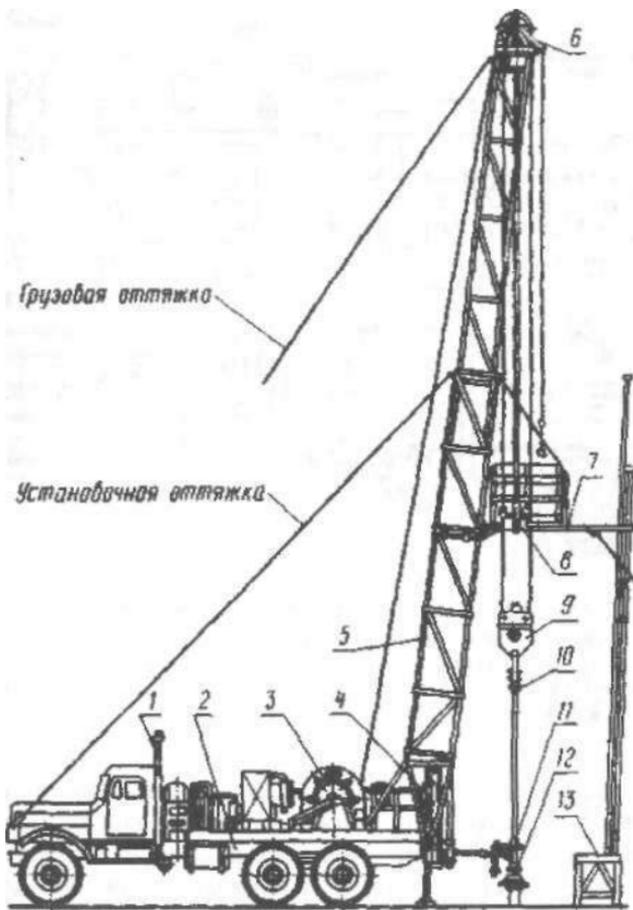


Рис. 5.39.Подъемная установка УПА - 32:

- 1 - передняя опора; 2 - шасси автомобиля КраЗ-260; 3 - лебедка; 4 - задняя опора;  
 5 - вышка; 6 - кронблок; 7 - балкон верхнего рабочего; 8 - механизм центрирования;  
 9 - талевый блок; 10 - трубный элеватор; 11 - манипулятор МТ-3; 12 - спайдер СГ-32;  
 13 - подтрубник

и штанг при ремонте скважин. Применяется в макроклиматических районах с умеренным и холодным климатом.

Подъемная установка - самоходная; смонтирована на шасси автомобиля КраЗ-260; создана на базе установки УПА-32, но в отличие от нее оснащена гидравлическим приводом ко всем целевым механизмам установки (подъемной лебедке, средствам подъема и выдвижения верхней секции вышки, манипулятору для свинчивания и развинчивания труб, трубодержателю, спайдеру и другим инструментам).

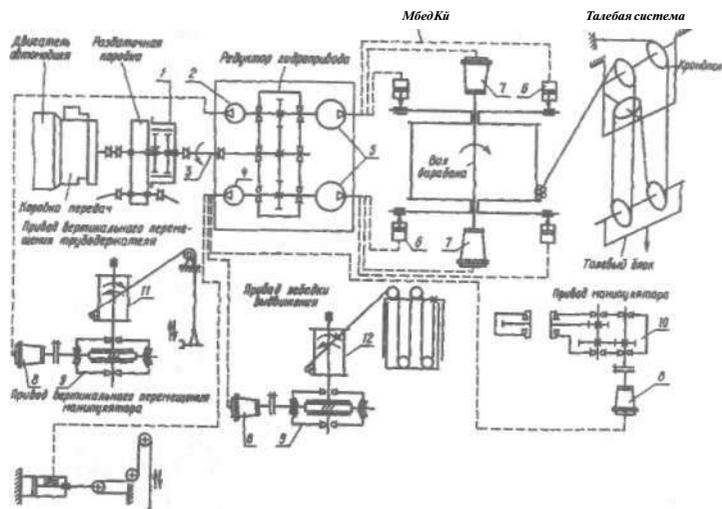


Рис.5.40. Кинематическая схема установки УПГА - 32:

- 1 - коробка отбора мощности; 2 - гидронасос PV-15; 3 - карданный вал;  
 4 - гидронасос P14P; 5 - гидронасосы TGCC; 6 - тормозные цилиндры;  
 7 - гидромоторы VMF-75; 8 - гидромоторы МК-43-06800; 9 - редукторы РЧ-100;  
 10 - манипулятор МТ-3; II и 12 - вспомогательные лебедки

Установка состоит из следующих основных узлов: лебедки, вышки с талевой системой и системой механизации, задней и передней опор вышки, системы управления и гидравлической системы.

Отличительной особенностью установки является обеспечение подъемной лебедки гидравлическим приводом и дисколодочными тормозами.

Кроме того, вышка, оснащенная системой механизации с вертикальным размещением труб и штанг, позволяет совмещать спуско-подъемные операции со свинчиванием и развинчиванием труб.

Лебедка установки имеет принципиально новую схему. К барабану, выполненному с нарезкой под укладку каната, с торцов прикрепляются реборды с приваренными кожухами, в которых утоплены два гидромотора с наружным ротором (вращающейся частью).

К кожухам на болтах прикреплены тормозные диски, зажатые между четырьмя парами колодок с каждой стороны. Нормально замкнутые тормозные диски пружинами зажаты между колодками, которые при вращении барабана отжимаются гидравлическими поршнями. Неподвижная (внутренняя) часть гидромоторов покоится на сварных опорах кронштейна, установленных и закрепленных на раме лебедки.

Вышка с талевой системой и системой механизации, задняя опора и другие части вышечного сооружения аналогичны соответствующим узлам установки УПА-32.

Вспомогательные механизмы подъема вышки и выдвижения верхней секции, опорные домкраты, трубо- и штангодержатели и манипулятор имеют гидравлический привод.

К раздаточной коробке автомобиля прифланцовывается коробка отбора мощности 1 - зубчатая муфта.

От нее через карданный вал 3 вращение передается трехвалному цилиндрическому редуктору гидропривода, на валах малых шестерен которого консольно размещены два гидронасоса ТГСС (поз. 5). Жидкость от этих гидронасосов нагнетается в гидромоторы 7, насаженные непосредственно на вал барабана, и в цилиндры 6 тормозной системы лебедки. От насосов Р14Р (поз. 4) и РV-15 (поз. 2) жидкость нагнетается в гидромоторы 8 и редукторы 9 для привода вспомогательных лебедок 11 и 12, манипулятора 10 и гидродомкратов подъема вышки и опор.

**Установка УПТ-32**, смонтированная на гусеничном тракторе Т-130МГ-1, предназначена для проведения текущего и капитального ремонтов скважин глубиной до 2400 м. Она состоит (рис. 5.41) из однобарабанной лебедки 5, установленной на специальном

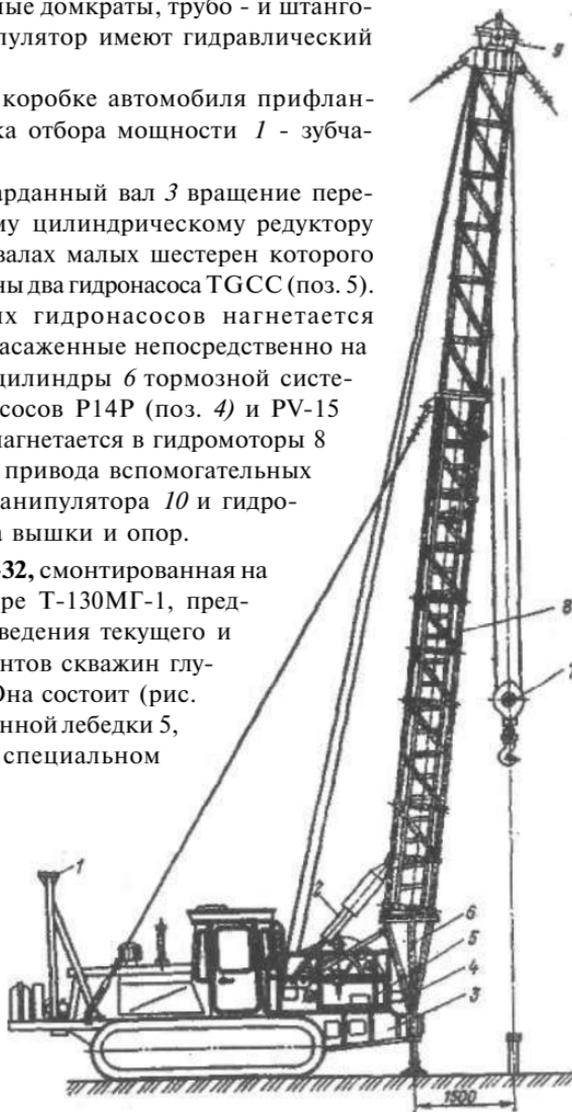


Рис. 5.41. Установка подъемная УПТ - 32:

1 - передняя опора; 2 - гидродомкрат; 3 - основание; 4 - коробка передач; 5 - лебедка; 6 - задняя опора; 7, 9 - талевая система; 8 - вышка

основании под оборудование 3; вышки 8 с талевой системой 7 и 9, задней 6 и передней 1 опор вышки; кабины водителя; гидродомкрата 2 подъема вышки и коробки передач 4.

Установка укомплектована механизмом для свинчивания и развинчивания труб, устройством противозатаскивания талевого блока, взрывобезопасной системой освещения рабочей площадки и пути следования талевого блока.

Привод лебедки и других механизмов осуществляется от двигателя трактора, подъем вышки и механизма для свинчивания и развинчивания труб - от гидравлической системы; включение фрикционной муфты - пневматической системой.

Лебедка состоит из барабана, свободно сидящего на опорах качения на валу, установленном также на опорах качения в сварной станине коробчатой конструкции. Левая (от водителя) реборда барабана с зубьями по окружности одновременно является колесом храпового механизма останова.

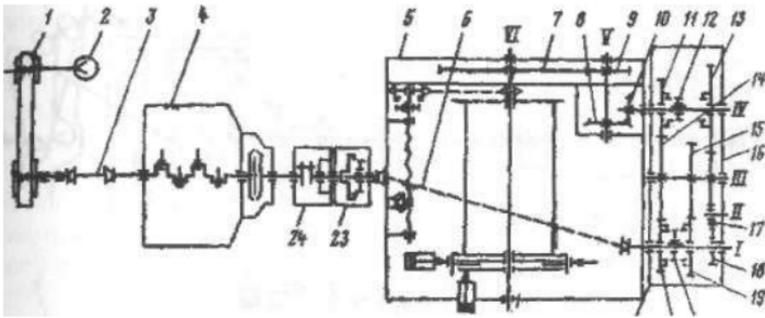
На правой реборде барабана болтами по окружности закреплен шкив одноленточного тормоза со сменными колодками. Внутри шкива расположена однодисковая фрикционная муфта пневматического действия. Вышка - телескопическая, двухсекционная, ферменной конструкции с открытой передней гранью; устанавливается в рабочее положение двумя гидродомкратами. Верхняя секция выдвигается с помощью специальной лебедки с гидроприводом через канатно-блочную систему. В рабочем положении вышка расчаливается четырьмя оттяжками.

Задняя опора вышки, служащая ее опорой в рабочем положении, состоит из двух телескопических винтовых домкратов-ног, связанных между собой ферменной конструкцией. Домкраты опускаются под действием собственного веса и могут фиксироваться. Поднимаются домкраты гидравлическими цилиндрами, встроенными в ноги задней опоры.

Талевая система состоит из одноосного трехроликового кронблока, одноосного двухроликового крюкоблока с трехрогим крюком. Неподвижный конец талевого каната прикреплен с помощью пальца и зажимов к кронштейну на станине лебедки.

Всеми механизмами установки управляют из кабины водителя. Подъемом вышки управляют с пульта, расположенного у ноги задней опоры.

Привод лебедки и других механизмов осуществляется (рис. 5.42) от тягового двигателя трактора 4 через коробку отбора мощности 23, установленную на задней по ходу стенке корпуса бортовых фрикционов 24, карданный вал 6 и коробку передач КП-100 22, прикрепленную к станине лебедочного блока 5.



*n ass*

Рис. 5.42. Кинематическая схема подъемной установки УПТ - 32:  
 1 - ременная передача; 2 - компрессор; 3, 6 - карданный вал; 4 - двигатель;  
 5 - лебедочный блок; 7, 9 - шестерни передачи вращения барабанному валу;  
 8, 10 — шестерни конические; 11 - шестерня 3- и 4-й скоростей; 12 - муфта;  
 13 - шестерня 1-й 2-й скоростей; 14, 15, 16 - шестерни промежуточного вала;  
 17, 18 - шестерни обратного вращения барабана; 19 - шестерня 2- и 4-й скоростей;  
 20 - муфта; 21 - шестерня 1- и 3-й скоростей; 22 - коробка передач; 23 - коробка отбора  
 мощности; 24 - бортовой фрикцион; 1 - ведущий вал; II - ось паразитной шестерни;  
 III - промежуточный вал; IV - ведомый вал

У 6-скоростной коробки передач КП-100 - четыре прямые скорости и две обратные. Такая компоновка создает лучшие условия для обслуживания коробки передач, обеспечивает доступ к прицепному устройству и бортовым фрикционам трактора.

Привод воздушного компрессора 2 осуществляется от ходового двигателя трактора с помощью карданного вала 3 и ременной передачи 1. В корпусе коробки передач на роликовых подшипниках установлены ведущий /, промежуточный III, ведомый /Увалы и ось II паразитной шестерни заднего хода. На ведущем валу на бронзовых втулках крепятся шестерни 21 первой и третьей скоростей, шестерня 19 второй и четвертой скоростей, между которыми находится муфта переключения скорости 20.

На ведущем валу также установлена подвижная шестерня 18. На промежуточном валу III неподвижно смонтированы шестерни 16, 15 и 14, на ведомом валу /Уна бронзовых втулках установлены шестерни 13 первой и второй скоростей и шестерня 11 третьей и четвертой скоростей, между которыми находится муфта переключения 12.

**АЗИНмаш - 43А** предназначен для проведения спускоподъемных операций. Он смонтирован на тракторе Т-100МБГС с увеличенной длиной опорной поверхности гусениц. Агрегат снабжен двухсекционной телескопической вышкой высотой 18 м. При работе вышку расчаливают четырьмя оттяжками. Кинематическая схема агрегата приведена на рис. 5.43.

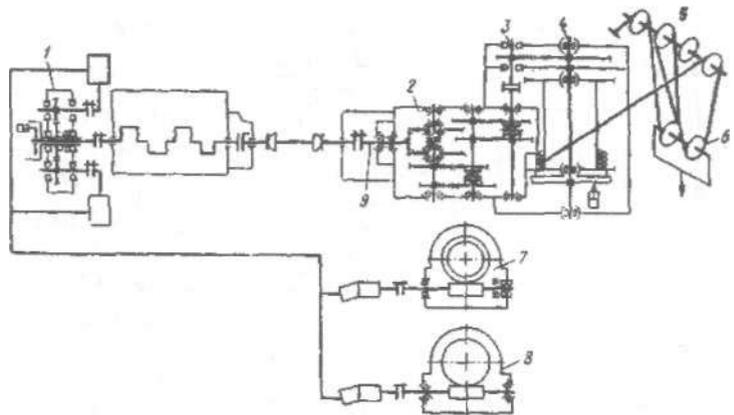


Рис. 5.43. Кинематическая схема АЗИНмаш - 43А

- 1 - редуктор привода масляных насосов; 2 - коробка скоростей;  
 3 - приводной вал; 4 - барабан лебедки; 5 - кронблок; 6 - талевый блок;  
 7 - трубный ключ (автомат АПР); 8 - привод лебедки выдвижения вышки;  
 9 - двигатель трактора

На оси *II* коробки передач *22* на двух роликоподшипниках установлена шестерня *17*, при работе которой совместно с подвижной шестерней *18* осуществляется обратное вращение барабана. Каждая из четырех скоростей коробки передач достигается одновременным включением обеих муфт.

На свободном конце ведомого вала *IV* установлена коническая шестерня *10* для передачи вращения конической шестерне *8* трансмиссионного вала *V* лебедочного блока. Вал силовой передачи, помещенный в герметичной масляной ванне станины, передает через шестерни *9* и *7* вращение барабанному валу *VI*. Барабан включается фрикционной муфтой.

**Агрегат А-50М** (рис. 5.44) предназначен для освоения и ремонта нефтяных, газовых и нагнетательных скважин с проведением спускоподъемных операций с насосно-компрессорными и бурильными трубами, промывки песчаных пробок, глушения скважин, циркуляции промывочного раствора при бурении, фрезеровании и разбуривании цементных стаканов, для проведения ловильных и других работ по ликвидации аварий в скважинах. Все механизмы агрегата, кроме промывочного насоса, смонтированы на шасси КрАЗ-250 с подогревателем ПЖД-44-П. Промывочный насос 9МГр смонтирован на двухосном прицепе.

В качестве привода навесного оборудования используется ходовой двигатель в агрегате А-50У шасси КрАЗ-257, а в А-50М шасси

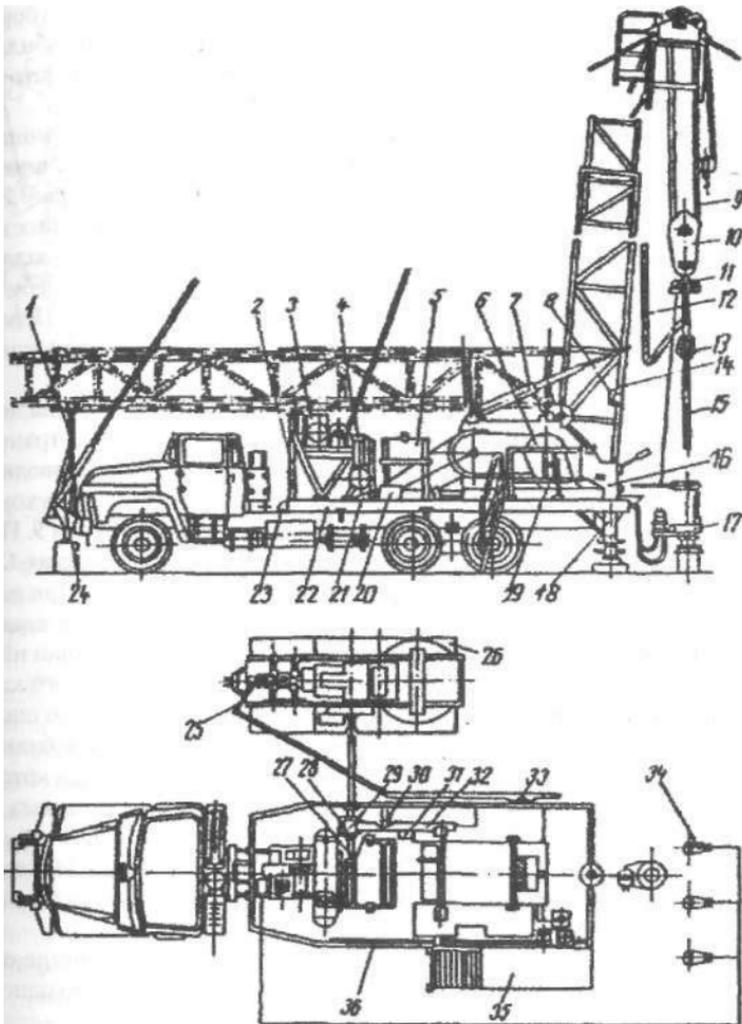


Рис. 5.44. Агрегат А - 50М:

- 1 - передняя опора; 2 - средняя опора; 3 - электролебедка; 4 - компрессорная установка; 5 - гидросистема; 6 - лебедка; 7 - домкрат; 8 - индикатор веса; 9 - талевый канат; 10 - талевый блок; 11 - подвеска ключей; 12 - подвеска бурового рукава; 13 - вертлюг; 14 - мачта; 15 - домкратная штанга; 16 - пневмоуправление; 17 - гидротор; 18 - домкрат; 19 - зубчатая муфта; 20 - редуктор; 21 - карданный вал; 22 - рама; 23 - коробка отбора мощности; 24 - силовые оттяжки; 25 - manifold; 26 - промывочный насос; 27, 28 - карданные валы; 29 - силовая передача; 30 - цепная передача; 31 - гидрораспределитель; 32 - кожух; 33 - промежуточный вал; 34 - электрооборудование; 35 - площадка оператора; 36 - узел управления и освещения шасси

КраЗ-250. Мощность от двигателя отбирается через коробку отбора мощности 23, установленную на раздаточной коробке автомобиля. Карданный вал 21 коробки отбора мощности соединен с раздаточным редуктором 20, смонтированным на раме 22.

От раздаточного редуктора мощность отбирается при помощи клиновых ремней на компрессорную установку 4, питающую пневмоуправление 16 сжатым воздухом, а также на силовую передачу 29 через карданные валы 27 и 28. Через силовую передачу мощность передается на промывочный насос 26 при помощи карданного вала.

Цепной передачей 30 в кожухе 32 осуществляется привод лебедки б и через промежуточный вал 33 привод бурового ротора. Переключение коробки отбора мощности на промежуточный вал выполняется рычагами управления - зубчатыми муфтами 19.

В рабочем положении мачта 14 одной стороной опирается на лебедку, другой через домкрат 18 - на грунт. Установку мачты из транспортного положения в вертикальное - рабочее и обратно проводят посредством домкратов 7, цилиндры которых защищены кожухом. Кронблок мачты и талевый блок 10 оснащены талевым канатом 9. На мачте размещены подвеска ключей 11 и подвеска бурового рукава 12, который соединяется с насосом при помощи манифольда 25. При необходимости к талевому блоку можно подвесить вертлюг 13 с квадратной штангой 15. Нагрузка на крюке определяется при помощи индикатора веса 8, устанавливаемого на «мертвом» конце талевого каната. В транспортном положении мачта опирается на переднюю опору 1, размещенную на переднем буфере, где также находится балка для крепления силовых оттяжек 24, и на среднюю опору 2, на которой установлена вспомогательная электролебедка 3. Гидросистема 5 обеспечивает питание гидрораскрепителя 31 и гидроротора 17.

В состав установки входит также электрооборудование 34, узел управления и освещения шасси 36, установка запасного колеса и площадки оператора 35.

Кинематическая схема агрегата А-50М (рис. 5.45) в отличие от схемы А-50У имеет два масляных насоса 2МН-250/100 вместо одного М-20 в агрегате А-50У.

Привод навесного оборудования агрегата и насосного блока осуществляется от тягового двигателя автомобиля через коробку скоростей, включенную напрямую, и раздаточную коробку. Шестерни 16 и 77 раздаточной коробки автомобиля находятся в постоянном зацеплении с шестернями 3 и 2 коробки отбора мощности, 1 свободно сидящими на валу /.

При включении зубчатой муфты две скорости передаются валу /, затем через карданный вал II - первичному валу III раздаточного редуктора 14 с коническими шестернями 4 и 13. От вала III вращение

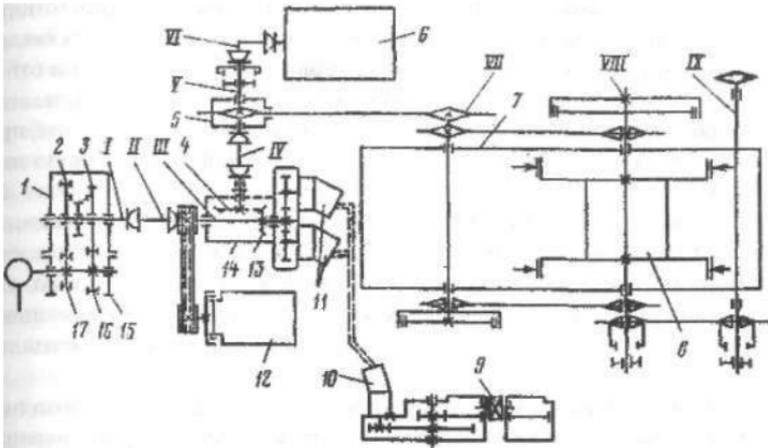


Рис. 5.45. Кинематическая схема агрегата А - 50М:

- 1 - коробка отбора мощности; 2, 3 - шестерни коробки отбора мощности; 4, 13 - шестерни конические; 5 - звездочка цепной передачи; 6 - промывочный насос; 7 - лебедка; 8 - подъемный барабан; 9 - ротор; 10. - гидромотор; 11 - масляный насос; 12 - компрессор; 14 - раздаточный редуктор; 15 - раздаточная коробка; 16, 17 - шестерни раздаточной коробки; I - ведущий вал; II, IV, VI - карданные валы; III - первичный вал; V - вал цепной передачи; VII - вал силовой передачи; VIII - вал подъемного барабана; IX - промежуточный вал

передается через встроенный редуктор масляным насосам 11, питающим гидромотор 10 привода ротора 9 и гидроцилиндры подъема вышки. Масляные насосы включаются в работу посредством зубчатых муфт.

От шкива, сидящего на первичном валу III, вращение клиновыми ремнями передается компрессору 12. От вторичного вала раздаточного редуктора вращение карданным валом IV сообщается валу V, на который посажена звездочка 5 цепной передачи привода лебедки 7.

На консоли вала V на подшипниках качения установлен фланец, включаемый зубчатой муфтой; к фланцу прикреплен карданный вал VI привода промывочного насоса 6.

Включение промывочного насоса выполняется зубчатой муфтой, посаженной на тот же консольный конец вала раздаточного редуктора.

От вала V вращение цепной передачей передается валу VII силовой передачи, который, в свою очередь, соединен цепными передачами с валом VIII подъемного барабана 8.

Лебедка 7 имеет две шинно-пневматические муфты. Цепные передачи включаются шинно-пневматическими муфтами и передают валу подъемного барабана две скорости (большую и малую). В сочетании

с двумя скоростями вала силовой передачи они обеспечивают четыре скорости вращения подъемного барабана, жестко сидящего на шпонках барабанного вала. При работе на первой скорости коробки отбора мощности посредством шинно-пневматических муфт лебедки можно включить первую или третью скорости подъемного барабана, при работе коробки отбора мощности на второй скорости – вторую или четвертую.

Вал силовой передачи с помощью цепных передач, включаемых шинно-пневматической и зубчатой муфтами, передает две скорости вращения промежуточному валу IX бурового ротора. Ввиду того, что раздаточный редуктор агрегата получает от коробки отбора мощности две скорости вращения, ротор и промывочный насос также имеют две скорости вращения.

Установку вышки в вертикальное и горизонтальное положение проводят при работе коробки передач автомобиля на первой передаче и при одном включенном маслонасосе.

**Подъемная установка УПА – 50** (Рис. 5.46) предназначена для выполнения спускоподъемных операций при ремонте и освоении нефтяных и газовых скважин глубиной до 3500 м, не оборудованных стационарными вышневыми сооружениями, а также для проведения работ по промывке скважин, ликвидации аварий, разбуриванию цементных пробок, монтажу-демонтажу устьевого оборудования. Применяется в макроклиматических районах с умеренным и холодным климатом.

Установка – самоходная; смонтирована на шасси автомобиля КраЗ-250. Состоит из следующих основных узлов: подъемной лебедки, установленной на специальной раме, вы-



Рис. 5.46. Подъемная установка УПА - 50:

- 1 - шасси автомобиля; 2 - распределительный шкаф; 3 - цилиндрический редуктор;
- 4 - топливный бак; 6 - конический редуктор; 6 - лебедка; 7 - рабочая площадка;
- 8 - задняя опора; 9 - мачта; 10 - балкон; 11 - талевый блок; 12 - кронблок

щечного сооружения с талевой системой и системой механизации, задней опоры, трансмиссии и монтажной базы.

Отличительные особенности установки: моноблочная конструкция мачты.

Это позволяет работать как с вертикальным размещением труб, так и с укладкой их на мостки; возможность совмещения элементов спускоподъемных операций, что сокращает продолжительность ремонта в целом; относительно высокий уровень механизации как основных, так и вспомогательных операций в процессе ремонта.

Лебедка - однобарабанная двухскоростная с цепными приводами (рис. 5.47); смонтирована в сварной раме, прикрепленной болтами к лонжеронам автомобиля. Оснащена двумя дисковыми фрикционными муфтами пневматического действия, тормозными шкивами, симметрично размещенными на концах барабанного вала, а также винтовым механизмом противозатаскивателя.

Мачта - моноблочная. На ней размещены устройства комплексной механизации спускоподъемных операций с вертикальным размещением труб.

Из конструкции мачты исключена верхняя (вторая) секция, что существенно снизило ее массу и исключило необходимость в механизмах, связанных с выдвиганием и креплением мачты.

Талевая система - с четырехшківным кронблоком с перекрещивающимися осями и раздвоенным талевым блоком с поперечным расположением среднего шкива.

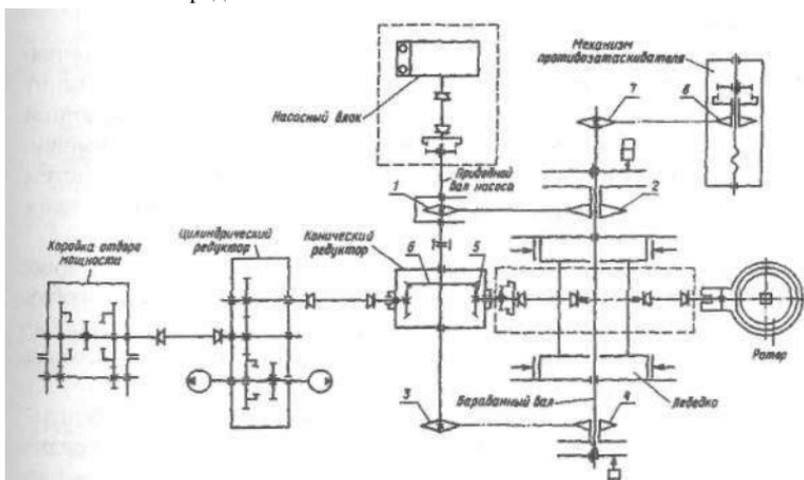


Рис. 5.47. Кинематическая схема подъемной установки УПА - 50:  
1,2, 3 и 4 - звездочки цепного привода лебедки; 5 - ведомая шестерня конического редуктора; 6 - ведомое колесо конического редуктора; 7 и 8 - звездочки цепного привода механизма противозатаскивателя

Задняя опора установки представляет собой двухопорную конструкцию с телескопическими гидравлическими домкратами. Домкраты имеют подпятники с винтовой нарезкой для контакта и крепления с фундаментом.

Управление навесным оборудованием и механизмами - с пульта, размещенного на рабочей площадке и задней опоре установки.

Привод лебедки, насоса, ротора и других механизмов осуществляется от двигателя автомобиля через коробку отбора мощности, установленную на раздаточной коробке, и цилиндрический и конический редукторы. Барабанный вал лебедки получает вращение через звездочки 1 и 2 или 3, 4 цепного привода и дисковую фрикционную муфту, ведомый диск которой посажен посредством шпонки на вал барабана.

Ствол ротора приводится во вращение от ведомой шестерни 5 конического редуктора через карданные и промежуточные валы.

Приводной вал промышленного насоса получает вращение от ведомого колеса 6 конического редуктора через соединительную муфту и карданный вал.

Привод механизма противозатаскивателя - от конца барабанного вала через звездочки 7 и 8 цепного привода и зубчатую муфту на винтовой вал механизма.

**Подъемная установка УПТ1 - 50** предназначена для проведения спускоподъемных работ с насосными штангами, насосно-компрессорными и бурильными трубами в процессе текущего и капитального ремонтов скважин, не оборудованных стационарными вышками и мачтами.

Представляет собой самоходную установку грузоподъемностью 50 т, смонтированную на базе трактора Т-130Г-1 (рис. 5.48), состоит из следующих основных узлов: коробки передач, однобарабанной лебедки, вышки с талевой системой, передней и задней опор вышки, а также гидравлической, пневматической и электрической систем управления агрегатом, узлом привода ротора и других вспомогательных узлов и механизмов.

Привод лебедочного блока 25 и других механизмов установки (рис. 5.49) осуществляется от тягового двигателя 2 трактора через коробку отбора мощности 3 КОМ-ЧТЗ, установленную на задней стенке корпуса бортовых фрикционов трактора, карданный вал 26 и коробку передач КП-100, прикрепленную к стенке лебедочного блока.

Ведущий / и ведомый II валы коробки отбора мощности, смонтированные на шарикоподшипниках, находятся на одной оси и соединяются при помощи зубчатой муфты 20. Включение и выключение муфты осуществляется рычагом, установленным в кабине трактора.

В корпусе 22 шестиступенчатой коробки передач - четыре прямые и две обратные скорости.

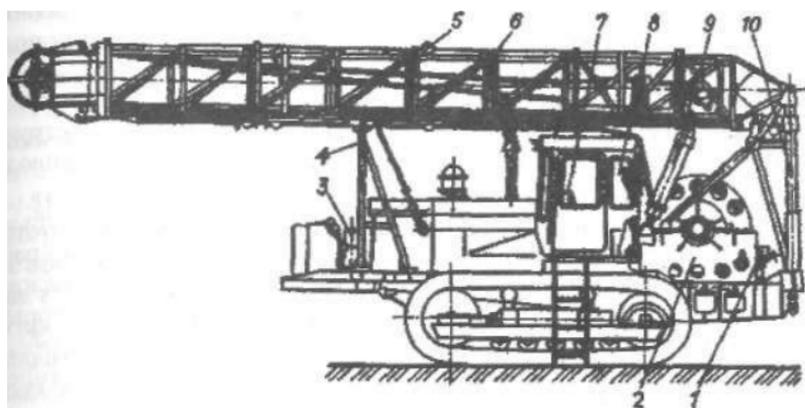


Рис. 5.48. Установка подъемная УИТ1 - 50:

- 1 - коробка передач; 2 - однобарабанная лебедка; 3 - компрессор воздуха;  
 4 - передняя опора вышки; 5 - фара; 6 - вышка с талевой системой; 7 - управление;  
 8 - кабина машиниста; 9 - гидродомкрат; 10 - задняя опора вышки

На роликовых подшипниках *16* установлены три вала *I*, *II*, *III* и одна ось *IV*.

На ведущем валу на бронзовых втулках установлены шестерни *21* первой и третьей скоростей и *19* - второй и четвертой скоростей, между которыми находится муфта *20* переключения скоростей. На ведущий вал также крепится подвижная шестерня *18*.

На промежуточном валу *II* неподвижно установлены три шестерни *15*, *14* и *23*. На ведомом валу на бронзовых втулках установлены шестерни *13* первой и второй скоростей и шестерня *11* третьей и четвертой скоростей, между которыми находится муфта переключения *12*.

На оси *IV* коробки на двух роликовых подшипниках смонтирована шестерня *17*, включением которой с подвижной шестерней *18* осуществляется обратное вращение барабана.

Получение любой скорости коробки достигается одновременным включением обеих муфт на ведущем и ведомом валах. На свободном конце ведомого вала *III* коробки установлена коническая шестерня *10* для передачи вращения конической шестерни *24* вала силовой передачи лебедочного блока.

Вал силовой передачи, помещенный в герметичной масляной ванне станины, передает вращение через шестерни *9* и *4* барабанному валу *VI*. Включение барабана осуществляется фрикционной муфтой *6*.

Лебедка однобарабанная. Все узлы и механизмы лебедочного блока - барабанный вал в сборе, вал силовой передачи, тормозная система, храповое устройство, ограничители подъема талевого блока *5*, кожухи и ограждения - собраны в цельносварной станине коробчатого типа, механизм ограничения высоты подъема регулируется в зависимости от длины наматываемого на барабан талевого каната.

Включение барабана выполняется посредством фрикционной муфты 6, консольно установленной на роликовых сферических подшипниках на барабанном валу.

На валу *V* силовой передачи консольно посажена фрикционная дисковая муфта 7 с цепным колесом для привода ротора. Конструкция муфты аналогична конструкции фрикционной муфты привода барабанного вала.

Фрикционные муфты однодисковые, пневматические. На зубьях муфты посажены два ведущих диска. Между ведущими дисками располагается ведомый диск, жестко связанный с барабаном валом. Ведомый диск имеет по окружности круглые отверстия, в которые вставлены фрикционные вкладыши. Для включения барабана лебедки от пневмосистемы установки в вертлюжок, свернутый в торце фрикционной муфты, подается воздух.

Тормозная лента выполнена из стальной полосы с прикрепленными на ее внутренней поверхности формованными тормозными колодками из ретинакса.

Для удержания колонны труб и штанг на весу в лебедке предусмотрено храповое устройство.

В пневмосистему воздух подается от компрессора 1 (см. рис. 5.49), привод которого осуществляется от двигателя трактора 2 через карданный вал. Компрессор аналогичный установленному на подъемнике ЛПТ-8.

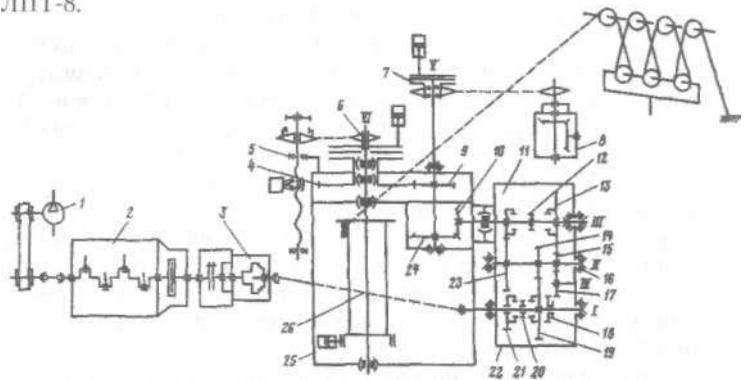


Рис. 5.49. Кинематическая схема установки УПТ1 - 50:

- 1-компрессор; 2 - двигатель; 3 - коробка отбора мощности; 4. 9- шестерни передач вращения барабанному валу; 5 - талевый блок; 6 - фрикционная муфта;
- 7 - фрикционная муфта дисковая; 8 - реверсивный редуктор;
- 10, 24 - шестерни конические; 11 - шестерня 3- и 4-й скоростей; 12 - муфта;
- 13 - шестерня 1- 2-й скоростей; 14, 15, 23 - шестерни промежуточного вала;
- 16 - роликовые подшипники; 17, 18 - шестерни обратного вращения барабана;
- 19 - шестерня 2-й и 4-й скоростей; 20 - муфта; 21 - шестерни 1-й и 3-й скоростей;
- 22 - корпус коробки передач; 25 - лебедочный блок; 26 - карданный вал;
- I - ведущий вал; II - промежуточный вал; III - ведомый вал; VI - ось

Гидравлическая система установки обеспечивает привод гидравлических домкратов подъема вышки, гидромотора привода выдвижения верхней секции вышки, гидромотора привода автомата АПР-2ГП для свинчивания и развинчивания насосно-компрессорных труб, подъема ног задней опоры вышки, гидравлического цилиндра раскрепителя.

Привод ротора осуществляется от вала силовой передачи через реверсируемый редуктор  $\delta$  и цепную передачу. Реверсирование ротора предусмотрено для возможности работы с бурильными трубами, как с левой, так и с правой замковыми резьбами. Для оперативной перестройки работы ротора (независимо от привода подъемной лебедки) служит цепное колесо привода ротора, расположенное на выходном валу редуктора, которое включается пневматической фрикционной муфтой.

Коробка передач четырехскоростная, трехвальная, реверсивная, с механическим ручным управлением.

Управление всеми механизмами агрегата при спускоподъемных операциях осуществляется из кабины тракториста.

Подъемная установка, смонтированная на болотоходном гусеничном тракторе Т-130МБГ, имеет шифр УПТ1-50Б. Эта установка обладает повышенной устойчивостью и проходимостью за счет использования в качестве базы болотоходного трактора и приближением центра тяжести навесного оборудования к центру тяжести трактора.

Установка УПТ1-50 Б в отличие от УПТ1-50 имеет следующие особенности:

- управляемый с земли механизм фиксации вышки в транспортном положении;
- площадка для обслуживания мертвого конца талевого каната;
- улучшенная видимость устья скважины из кабины машиниста;
- повышенная надежность конической передачи привода лебедки;
- установка компрессора под капотом двигателя трактора.

Установку УПТ1 - 50Б можно поставлять как с гусеницами нормальной ширины 500 мм, так и с увеличенной шириной 920 мм.

**Комплекс оборудования КОРО1 - 80** (рис. 5.50) состоит из самоходной подъемной установки и передвижных блоков: рабочей площадки, мостков, насосного блока, противовыбросового оборудования, передвижной дизельной электростанции и инструментальной тележки.

Подъемная установка предназначена для спускоподъемных операций. Смонтирована на шасси автомобиля высокой проходимости МАЗ-537. Состоит из следующих основных узлов: лебедки, вышки с талевой системой, силовой передачи, гидросистемы и системы управления. Установка оснащена системой механизации вертикальной

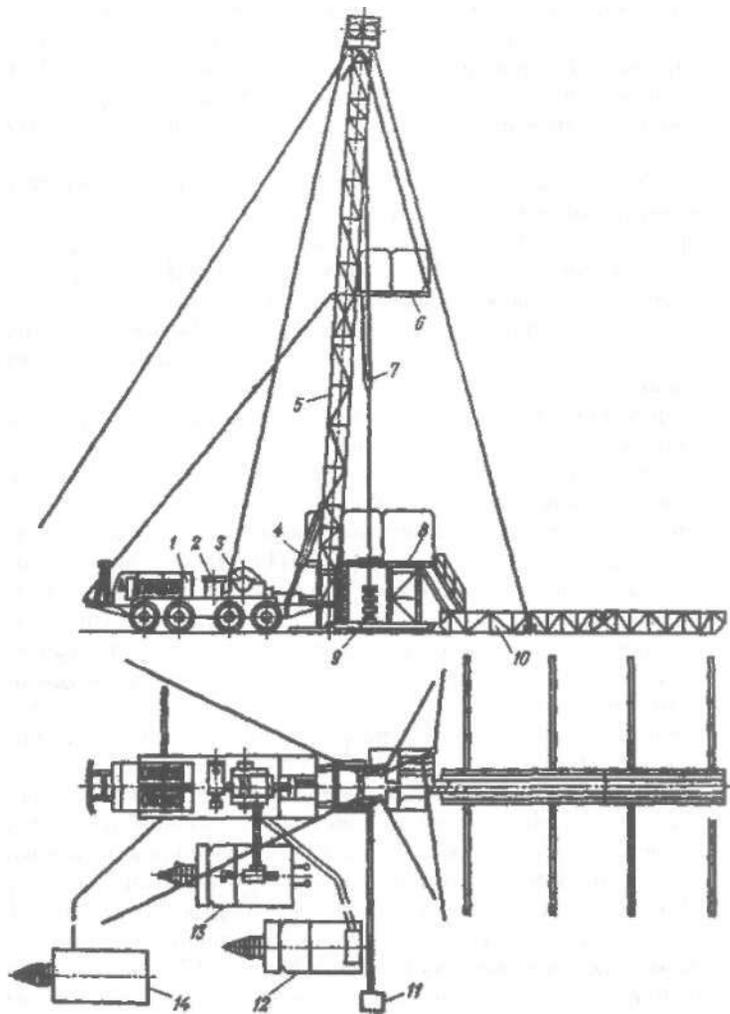


Рис. 5.50. Комплекс оборудования КОР01 - 80:  
 1 - автомобиль МАЗ-537; 2- вспомогательная силовая установка;  
 3 - лебедка; 4 - гидроцилиндры подъема вышки; 5 - вышка;  
 6 - балкон верхнего рабочего; 7 - талевый блок; 8 -рабочая площадка;  
 9 - ствольная часть противовыбросового оборудования; 10 - приемные мостки;  
 11 - пульт управления противовыбросовым оборудованием;  
 12 -передвижная дизельная электростанция; 13 - насосный блок;  
 14 - инструментальная тележка

установки труб с частичным совмещением операций, выполняемых верхним рабочим.

Лебедка однобарабанная, сварной конструкции. К ребордам бочки барабана приварены цапфы вала, установленные на двух сферических роликовых подшипниках, размещенных в жесткой сварной станине. Лебедка имеет механический и электропорошковый тормоза.

Механический тормоз расположен на одном конце барабанного вала, а со стороны приводной шестерни-колеса консольно установлен ротор электропорошкового тормоза. Бочка барабана по поверхности цилиндра имеет винтовую нарезку для правильности укладки талевого каната.

Фрикционная муфта лебедки однодисковая, пневматическая, размещена консольно на валу силовой передачи. Второй конец этого вала с помощью карданного механизма выведен за пределы станины для привода насоса, закачивающего жидкость в скважину.

Лебедка оснащена механизмами противозатаскивания талевого блока автоматического действия и пневмоостановом вращения барабана лебедки.

Вышка телескопическая, двухсекционная, ферменной конструкции с открытой передней гранью; поднимается двумя гидравлическими домкратами.

Верхняя секция выдвигается специальной лебедкой с гидроприводом через канатно-блочную систему. Балкон верхнего рабочего, шарнирно закрепленный на третьем поясе верхней секции, разворачивается с помощью полиспастной системы вокруг шарнирного крепления, одновременно с выдвижением верхней секции в рабочую позицию.

Кронблок - пятишквивный с тремя перекрещивающимися осями. Талевый блок - раздвоенный, четырехшквивный; к нему подвешены сменный трехрогий крюк для работы со штропами и укладкой труб на мостки или специальный элеватор для проведения спускоподъемных операций с размещением труб вертикально за «палец».

Привод лебедки осуществляется от двигателя через его раздаточную коробку, коробку отбора мощности, карданный вал, раздаточную коробку установки, конический редуктор, вал силовой передачи и цилиндрическую передачу на вал барабана лебедки. От вала силовой передачи движение передается на привод насоса, а от раздаточной коробки - на ротор через редуктор и цепные передачи. Привод исполнительных органов механизации в подъемной установке гидравлический.

Гидросистема установки питается от двух гидронасосов. Один насос установлен на валу раздаточной коробки и питает гидромоторы катушечного вала, механизированного ключа и цилиндра трубодержателя. Второй насос работает от индивидуального электродвигателя

через редуктор и приводит в движение гидроцилиндры подъема, вышки, ног задней опоры, гидрораскрепителя и слайдера.

Система управления установкой преимущественно дистанционная с использованием электрических, пневматических и гидравлических средств.

Рабочая площадка - на рамном основании; состоит из верхней рамы с настилом из рифленого листа и нижнего основания, сваренного из труб диаметром 168 мм. Рама и основание имеют связку из несущей фермы с восемью опорами. Для повышения устойчивости площадки крайние опоры ее имеют дополнительные аутригеры, а консольный конец верхней рамы с помощью винтовых шаровых упоров упирается в соответствующие шаровые подушки, расположенные на задней опоре вышки.

Площадка имеет верхний и боковые проемы. На балконах верхнего проема устанавливают и крепят подроторную раму в сборе с ротором. Боковые проемы служат для эвакуации или подвода устьевого оборудования (фонтанной арматуры, превенторного оборудования) при монтажно-демонтажных работах. Для указанных целей на крайней передней опоре площадки установлена поворотная кран-балка.

Мостки смонтированы на полозьях и состоят из двух решетчатых пространственных ферм, собранных между собой встык.

В середине мостков проходит желоб для труб, выполненный из уголкового проката. Стеллажи для укладки труб сделаны в виде трехгранных форм, размещенных сбоку мостков (по три с каждой стороны). Предусмотрены приставные площадки для рабочих; подающих трубы на мостки.

Насосный блок НП-15А предназначен для нагнетания в скважину технологических жидкостей в процессе ремонта. Блок, смонтированный на прицепе МАЗ-8926, состоит из гидравлического насоса 9МГр и приводного двигателя с коробкой передач.

Блок противовыбросового оборудования ОП1 а-180х35 предназначен для герметизации устья скважины при капитальном ремонте. Блок состоит из комплекта оборудования, собранного по типовой схеме 1а, двух плашечных превенторов ПП-180х35 с двумя линиями манифольда МПБ2-80х350 и одной крестовиной, из комплекта установки гидравлического управления ГУП-ЮОбр-1 со вспомогательным пультом и комплекта установки ручного управления.

Передвижная дизельная электростанция ЭСД-ЮО-Т/400-АРК-У1, смонтированная на двухосном прицепе, предназначена для автономного питания потребителей электроэнергии как отдельных частей комплекса - электропорошкового тормоза, системы освещения, системы охлаждения тормозов, электродвигателя гидронасоса, так и другого оборудования, используемого в отдельных технологических процессах ремонта скважин (глиномешалки, вибросита и др.).

Инструментальная тележка служит для перевозки вспомогательного оборудования и комплекта инструмента, применяемого в процессе ремонта. В качестве тележки используют автомобильный прицеп МАЗ-8926 грузоподъемностью 8 т. На тележке размещено также оборудование для охлаждения тормозной системы лебедки.

Привод лебедки, ротора и других подобных механизмов осуществляется от тягового двигателя (монтажной базы) - автомобиля МАЗ - 537 через коробку отбора мощности, карданный вал и раздаточный редуктор.

**Подъемная установка АКИ - 80** (рис. 5.51) Предназначена для выполнения спускоподъемных операций при ремонте и освоении нефтяных и газовых скважин глубиной до 5000 м, не оборудованных стационарными вышечными сооружениями, а также для проведения работ по промывке скважин, ликвидации аварий, разбуриванию цементных пробок, монтажу-демонтажу устьевого оборудования.

Применяется в макроклиматических районах с умеренным, и холодным климатом.

Установка - самоходная; смонтирована на модернизированном шасси трактора К-701М. Состоит из следующих основных узлов: подъемной лебедки, вышечного сооружения с системой механизации и монтажной базы с трансмиссией.

Отличительными особенностями установки являются: специальная монтажная база высокой проходимости, созданная путем модернизации шасси трактора К-701М (удлинением рамы с применением двухосной тележки) под монтаж навесного оборудования; оснащение системой механизации с установкой свечей (труб) за «палец», обеспечивающей совмещение элементов спускоподъемных операций; использование в трансмиссии гидравлической коробки скоростей, необходимой в условиях дискретных режимов спускоподъемных операций.

Лебедка - однобарабанная сварной конструкции с резьбовой нарезкой на бочке барабана для укладки каната.

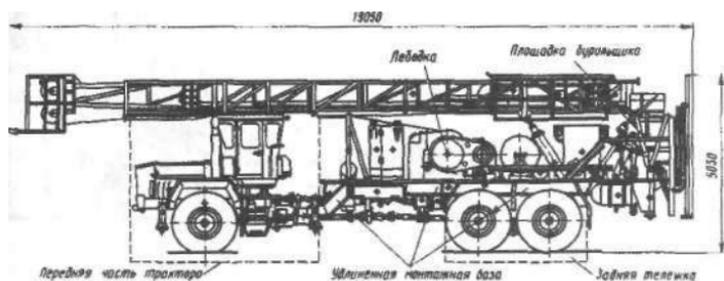


Рис. 5.51а. Подъемная установка АКИ - 80 в транспортном положении

К ребрам барабана на болтах прикреплены тормозные шайбы, а к щекам - на болтах ступицы, которые с помощью шпоночного соединения насажены на вал. Вал покоится на сварной раме на двух двухрядных ролико-сферических подшипниках. На валу с одной стороны консольно сидят дисковая фрикционная муфта пневматического действия и колесо привода лебедки, а с другой - колесо привода гидродинамического тормоза.

Тормозная система лебедки состоит из механического двухленточного тормоза с колодками и гидродинамического тормоза типа ТСМ-22.

Вышка - телескопическая двухсекционная ферменной конструкции с открытой передней гранью. Подъем и выдвижение верхней секции производятся с помощью гидродомкрата. Балкон верхнего рабочего шарнирно закреплен у первого пояса верхней секции.

Кронблок - пятишкивный, с тремя перекрещивающимися осями.

Талевый блок - раздвоенный четырехшкивный; к нему подвешивается трехрогий крюк со штропами для укладки труб на мостки или специальный элеватор для спуско-подъемных операций с размещением труб вертикально за «палец». Для этого вышка оснащена системой механизации спуска, обеспечивающей совмещение по времени спуска и подъема со свинчиванием развинчиванием на базе механизации по принципу УПА-32.



Рис. 5.516. Подъемная установка АКИ - 80 в рабочем положении:  
 1 - трактор К-701М; 2 - лебедка; 3 - задняя опора. 4 - домкрат подъема вышки;  
 5 - вышка; 6 - кронблок; 7 - трубордержатель; 8 - центратор; 9 - балкон верхнего рабочего; 10 - талевый блок; 11 - элеватор; 12 - рабочая площадка; 13 - ключ КПП-12;  
 14 - ротор (спайдер)

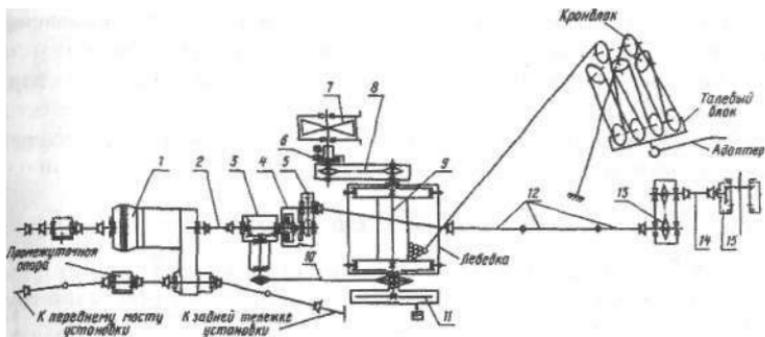


Рис. 5.52. Кинематическая схема установки АКИ - 80:

- 1 - коробка скоростей «Аллиссон»; 2 и 14 - карданные валы;  
 3 - конический редуктор; *i* - фрикционная муфта; 5 - цилиндрический редуктор;  
 6 - фрикционная муфта гидродинамического тормоза; 7 - гидродинамический тормоз;  
 8 - цепной редуктор; 9 - барабанный вал; 10 - цепной привод;  
 11 - дисковая фрикционная муфта; 12 - карданные и промежуточные валы;  
 13 - цепной редуктор привода ротора; 15 - ротор

Задняя опора - пространственная ферма; является продолжением конструкции ног вышки.

Опорные ноги установки состоят из шести гидродомкратов (двух передних, двух средних и двух задних).

Привод технологического (рис. 5.52) оборудования осуществляется от коробки скоростей 1 типа «Аллиссон» через карданный вал 2, конический редуктор 3, цепной привод 10 и дисковую фрикционную муфту 11.

Привод гидродинамического тормоза 7 - также от цепного привода 8, размещенного на конце барабанного вала 9, через фрикционную муфту 6.

Движение на ротор 15 передается от ведущего вала конического редуктора 3, ограничительную фрикционную муфту 4, цилиндрический редуктор 5, карданных и промежуточных валов 12, цепной редуктор 13 и карданный вал 14.

Гидросистема установки, питающаяся от насоса, установленного на коробке скоростей типа «Аллиссон», приводит в действие следующие исполнительные органы: шесть гидроцилиндров опорных домкратов, гидроцилиндр подъема вышки, гидроцилиндр выдвиганий верхней секции вышки, гидроцилиндр раскрепления труб, гидромотор лебедки трубодержателя, гидромотор вспомогательной лебедки, а также гидромотор ключа для свинчивания/развинчивания труб.

Пневмосистема-установка предназначена для дистанционного управления и привода следующих исполнительных органов: устройства управления включением скоростей, фрикционных муфт подъемной лебедки и ротора, механизма управления гидродинамическим тормозом,

ограничителя подъема талевого блока, системы аварийного отключения лебедки, а также системы воздушного охлаждения тормоза.

Питание указанных систем - от пневмосистемы трактора К-701М.

Управление установкой сосредоточено в трех местах: на панели в задней части монтажной рамы и на пульте бурильщика.

## **Вопрос 5.9. Вертлюги**

Вертлюг, подвешенный на подъемный крюк, служит соединительным звеном между талевой системой и внутрискважинным инструментом, который подсоединяют к вращающемуся стволу вертлюга.

Вертлюг обеспечивает свободное вращение инструмента и подачу промывочной жидкости через шланговое соединение в колонну труб к забоя скважины.

При подземном ремонте применяют промывочные и эксплуатационные вертлюги.

**Вертлюги промывочные.** Песчаные пробки в добывающих скважинах промывают нефтью или водой посредством промывочных вертлюгов. Наиболее широкое применение получили вертлюги типов ВП50х160 и ВП80х200.

Вертлюг типа ВП (рис. 5.53) состоит из ствола 2 и корпуса с отводом 6 под промывочный шланг. В корпусе вертлюга установлены два радиальных шарикоподшипника 4, обеспечивающие свободное вращение ствола.

Внутреннюю полость корпуса в верхней и нижней частях герметизируют от проникновения промывочной жидкости самоуплотняющимися манжетами 5, а от пыли и грязи - войлочными уплотнениями 3. Промывочные трубы подсоединяют к нижнему концу ствола.

Трубный элеватор закрепляют на стволе под колпаком 1, навинченным на верхнюю часть ствола. Масса присоединенной колонны через ствол вертлюга передается на элеватор.

При работе корпус вертлюга испытывает нагрузки только от давления прокачиваемой жидкости и массы промывочного шланга.

Соединение промывочного шланга с вертлюгом быстросборное 7.

**Вертлюги эксплуатационные.** Вертлюг (рис. 5.54) состоит из неподвижной и вращающейся частей.

Неподвижную часть составляют корпус, крышка, серьга и отвод буровой трубы. К вращающейся части вертлюга относится ствол, установленный на трех подшипниках, которые обеспечивают надежное центрирование его относительно корпуса и восприятие осевой и радиальной нагрузок, возникающих при работе.

В качестве основной средней опоры применен упорный шариковый подшипник. Верхний подшипник роликовый конический, нижний - подшипник скольжения.

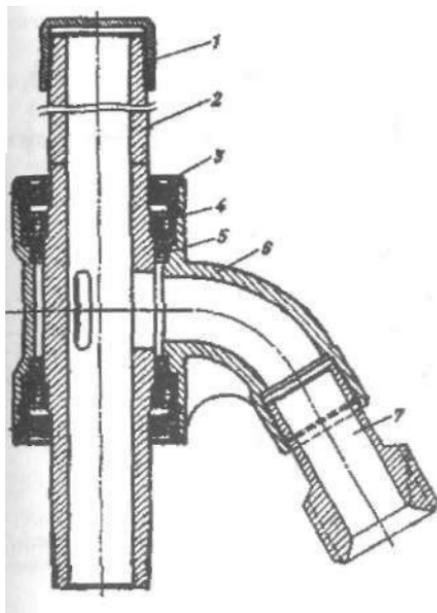


Рис. 5.53. Вертлюг промывочный ВП:

1 - колпак; 2- ствол; 3 -войлочное уплотнение; 4 - опора ствола; 5 - манжета;  
6 - корпус с отводом;  
7 - быстросборное соединение

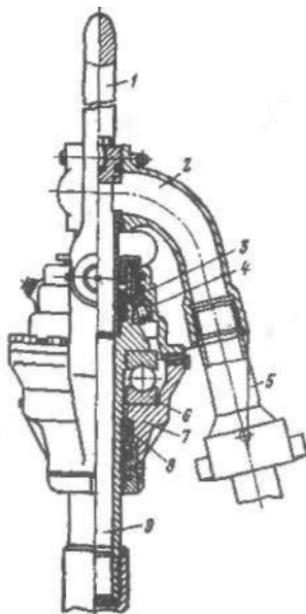


Рис. 5.54. Вертлюг эксплуатационный ВЭ - 50:

1 - серья; 2 - отвод;  
3 - манжетное уплотнение;  
4,8 - верхняя и нижняя опоры;  
5 - быстросборное соединение;  
6 - основная опора; 7 - корпус;  
9 - ствол

Корпус вертлюга - стальная отливка обтекаемой формы, шарнирно соединенная с серьгой. Корпус сверху закрыт крышкой, выполненной заодно с отводом. Крышку крепят к корпусу болтами.

### Вопрос 5.10. Противовыбросовое оборудование

Оборудование противовыбросовое предназначено для герметизации устья бурящихся нефтяных и газовых скважин с целью предупреждения открытых выбросов и воздействия на скважину при проявлениях во время структурно-поискового бурения И капитального ремонта скважин.

При помощи этого оборудования можно быстро и надежно герметизировать устье скважины при наличии и отсутствии в ней колонны труб; осуществить расхаживание и проворачивание колонны труб при герметизированном устье для предотвращения прихвата; создать

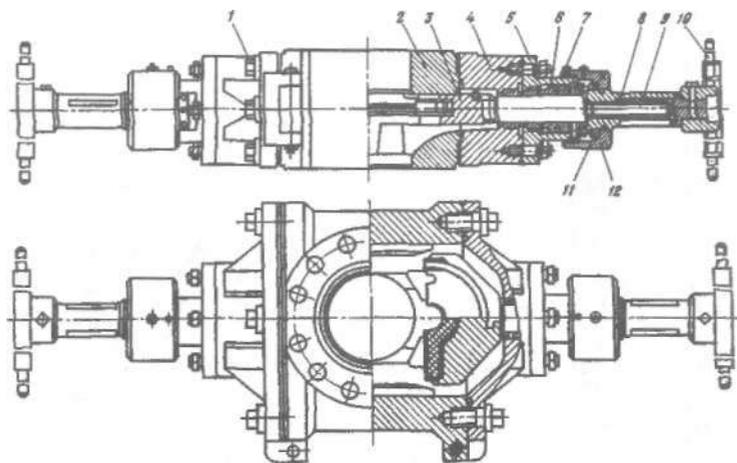


Рис. 5.55. Малогабаритный превентор ППР - 180x21  
 1,7- винт; 2 - корпус; 3 - плашка; 4 - крышка; 5 -крышка узла уплотнения шпинделя;  
 6 - нажимная втулка; 8 - ходовая втулка; 9 - шпindelь;10 -штурвал; 11 - подшипник;  
 12 - крышка

циркуляцию раствора с противодавлением на пласт, закачать раствор в пласт буровыми насосами или насосными агрегатами и осуществить срочную разрядку скважины.

При капитальном ремонте скважин рекомендуется применять оборудование противовыбросовое ОП1 а-180x35 и ОПК-180x35К2. В то же время для большого числа скважин достаточно иметь на устье один превентор с ручным управлением, который позволяет обеспечить безопасное проведение ремонтных работ. К такому превентору относится малогабаритный превентор ППР-180x21.

**Малогабаритный превентор ППР-180x21** (рис. 5.55) состоит из корпуса 2, крышек 4 с размещенными в них плашками 3, механизма ручного управления и узла уплотнения. Механизм ручного управления и узел уплотнения, шпинделя включают крышку 5, имеющую окна для обеспечения доступа к нажимной втулке 6, ходовую втулку 8, связанную резьбовым соединением со шпинделем 9. Крышки 4 превентора крепят винтами 1 с наружным шестиграником.

При вращении втулки с помощью закрепленного на ней штурвала 10 создается крутящий момент, в результате чего шпиндель и соединенная с ним плашка приходят в возвратно-поступательное движение.

В крышке 12 установлены подшипники 11, уменьшающие усилие, необходимое для управления превенторов. Кроме того, в ней предусмотрен винт 7, предотвращающий самоотвинчивание крышки.

Плашка выполнена цельной, что позволило уменьшить ее габариты и массу при обеспечении необходимой прочности и жесткости.

Уплотнитель плашки состоит из уплотнителя трубы и уплотнителя корпуса, что обеспечивает легкую и быструю смену уплотнительных элементов, а также замену только изношенной части уплотнителя.

Перекрытие проходного отверстия превентора осуществляется вращением штурвала по часовой стрелке, открытие - вращением штурвала против часовой стрелки.

Отличительная особенность превентора - оперативное устранение утечек в случае их появления в узле уплотнения шпинделя. Для этого необходимо в отверстие нажимной втулки вставить круглый стержень диаметром 15 мм и повернуть ее на 1/2... 1 оборот по часовой стрелке. Для контроля появления утечек в узле уплотнения шпинделя, в крышке превентора предусмотрено сигнальное отверстие.

**Превенторы плашечные ПП - 180x35** обеспечивают возможность расхаживания колонны труб при герметизированном устье (в пределах замкового или муфтового соединения), подвешивание колонны на плашки и удержание колонны плашками от выброса под действием скважинного давления (рис. 5.56).

Основные детали и узлы превентора - корпус, крышки корпуса с гидроцилиндрами и плашки.

Корпус превентора - стальная отливка коробчатого сечения с вертикальным проходным отверстием круглого сечения и сквозной прямоугольной горизонтальной полостью, в которой расположены плаш-

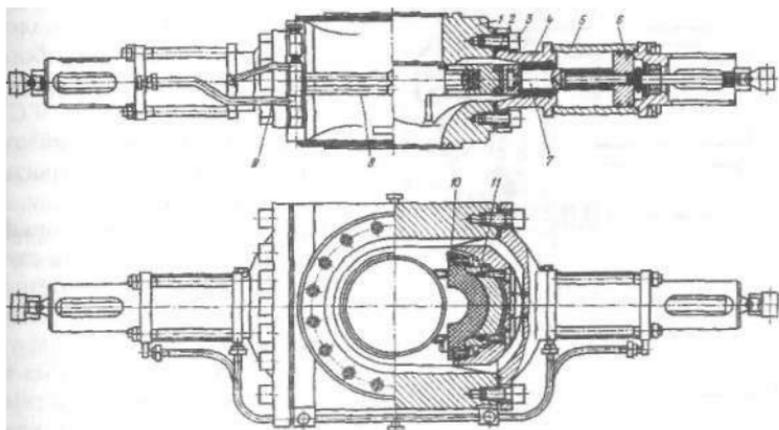


Рис. 5.56. Превентор плашечный гидравлический:

- 1 - корпус; 2 - резиновые прокладки; 3 - винты; 4 - откидные крышки;
- 5 - гидравлический цилиндр; 6 - поршень; 7 - щиток; 8 - коллектор; 9 - трубопровод;
- 10 - резиновые уплотнения; 11 - сменные вкладыши

ки. Прямоугольная полость корпуса с обеих сторон закрыта откидными крышками, шарнирно подвешенными на корпусе и уплотненными резиновыми прокладками. Крышки закреплены на корпусе винтами. Такая конструкция корпуса и крышек позволяет проводить смену плашек превентора при наличии в скважине колонны труб.

Плашки - разъемные. В корпусах плашек установлены сменные вкладыши и резиновые уплотнения. Привод плашек - дистанционный гидравлический.

Плашки перемешаются при помощи поршня гидравлического цилиндра, шток которого связан с корпусом. Через коллектор, поворотное ниппельное соединение и трубопровод масло из системы гидроуправления под давлением поступает в гидравлические цилиндры.

Трубные плашки закрывают превентор при наличии в скважине колонны труб различных диаметров; глухие плашки перекрывают скважину при отсутствии в ней колонны труб.

Специальные треугольные выступы на вкладышах трубных плашек обеспечивают принудительное центрирование колонны труб при закрывании превентора.

Для фиксации плашек в закрытом положении применяют ручной карданный привод, индивидуальный для каждой плашки. Этим же приводом при необходимости можно закрыть плашки превентора (например,

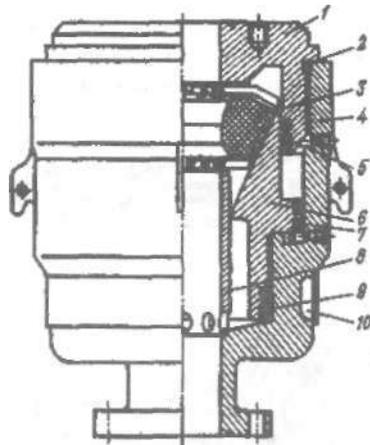


Рис. 5.57 Превентор универсальный

ПУ - 1 - 180x35К:

- 1 - крышка; 2 - уплотнение крышки;
- 3 - уплотнитель; 4 - корпус;
- 5,7,9 - манжеты; 6 - плунжер;
- 8 - втулка; 10 - камера обогрева

при отсутствии на буровой электроэнергии или при разряженном аккумуляторе гидропривода).

Открыть плашки, закрытые ручным приводом, можно только при помощи гидроуправления. П полость плашек при работе в зимнее время (при температуре окружающей среды ниже 0°C) обогревается паром, который подается в паропроводы, встроенные в корпус превентора.

**Превентор универсальный** позволяет герметизировать любую часть буровой колонны, проводить расхаживание, проворачивание (на гладкой части трубы), протаскивание замковых и муфтовых соединений при герметизированном устье, а также перекрывать скважину в случае отсутствия в ней колонны труб (рис. 5.57).

Основные детали превенто-ра - корпус 4, крышка 7, уплотнитель 3, плунжер 6, втулка 8, манжеты 5, 7, 9 и уплотнение 2 крышки.

Корпус и крышка представляют собой стальные литые или кованые детали, соединенные при помощи прямоугольной резьбы.

На боковой поверхности корпуса предусмотрены отверстия для подвода жидкости от установки гидравлического управления и ушки для подъема превентора и крепления его на устье скважины.

Уплотнитель - массивное резиновое кольцо, армированное металлическими вставками, придающими уплотнителю жесткость и предохраняющими от вытекания резины в процессе эксплуатации.

Плунжер ступенчатой формы с центральным конусным отверстием, в котором установлен уплотнитель.

Плунжер, корпус и крышка образуют в превенторе две гидравлические камеры, изолированные манжетами. Эти камеры через отверстия в корпусе соединены с установкой гидравлического управления. Нижняя (запорная) камера предназначена для закрытия превентора, а верхняя (распорная) б - для его открытия (см. рис. 5.57).

При нагнетании масла под давлением в запорную камеру плунжер движется вверх, обжимает уплотнитель, резиновое кольцо и вставки, которые перемещаются при этом к центру скважины и герметизируют любую часть колонны, оказавшуюся в зоне уплотнителя, или перекрывают скважину при отсутствии в ней колонны труб.

При нагнетании масла в распорную камеру закрытого превентора плунжер из верхнего положения перемещается вниз, вытесняя жидкость из запорной камеры в сливную линию установки гидравлического управления. Уплотнитель при этом разжимается и принимает первоначальную форму.

Управление превентором - дистанционное гидравлическое.

Для работы в зимнее время превентор оснащен камерой обогрева 10.

### **Вопрос 5. 1 1 . Винтовой забойный двигатель**

Винтовые забойные, двигатели Д-85 и Д1-54 применяют в процессе капитального ремонта для разбуривания цементных мостов, песчаных пробок, отложений солей в обсадных колоннах, а также для забуривания вторых стволов через окна в колонне, бурения геолого-разведочных скважин и проведения других работ.

Двигатели (рис. 5.58) состоят из секции рабочих органов (секция двигателя) 1 и секции шпindelной (шпindel) 2.

По принципу действия винтовой забойный двигатель представляет собой планетарно-роторную гидромашину объемного типа с внутренним косозубым зацеплением рабочих органов. Основные детали двигателя - статор 1 и ротор 2.

Статор выполнен в виде стального корпуса с концевыми резьбами, к расточке которого привулканизована резиновая обкладка, имеющая на внутренней поверхности винтовые зубья левого направления.

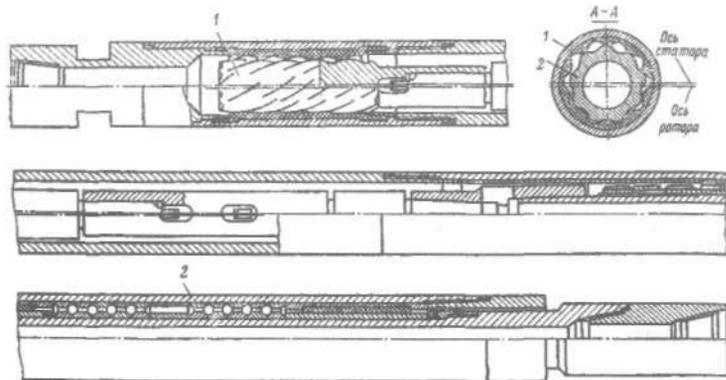


Рис. 5.58. Винтовой забойный двигатель Д - 85:  
1 - секция двигателя; 2 - секция шпindelная

Стальной ротор имеет наружные винтовые зубья также левого направления, число которых на единицу меньше, чем у статора. Ось ротора смещена относительно статора на величину эксцентриситета, равную половине высоты зуба.

Шаги винтовых поверхностей ротора и статора пропорциональны числу зубьев этих деталей.

Специальный профиль зубьев ротора и статора обеспечивает непрерывный контакт и образование замыкающихся по длине шага статора единичных рабочих камер.

Жидкость, поступающая в двигатель от насосов установки ремонта скважин, пройдет к долоту в том случае, если ротор двигателя проворачивается внутри обкладки статора, обкатываясь по его зубьям под действием неуравновешенных гидравлических сил. При этом ротор совершает планетарное движение: геометрическая ось ротора вращается относительно оси статора против часовой стрелки, сам ротор поворачивается по часовой стрелке. За счет разности в числах зубьев ротора и статора переносное вращение редуцируется в абсолютное с передаточным числом, равным числу зубьев ротора, что обеспечивает сниженную выходную скорость вращения и высокий крутящий момент двигателя.

Планетарное движение ротора преобразуется в соосное вращение вала шпинделя при помощи карданного вала, передающего крутящий момент и гидравлическую осевую нагрузку от ротора.

Карданный вал состоит из двух двойных зубчатых шарниров, заполненных консистентной смазкой, и промежуточной трубы. Шарниры с трубой в двигателе Д-85, ротором и муфтой шпинделя соединяются посредством конических сопряжений с плоскими хвостовиками.

Шпиндель двигателя включает осевой многоступенчатый подшипник качения и радиальные резинометаллические опоры.

## Вопрос 5.12. Ловильный инструмент

Основные работы при ликвидации аварий в скважинах - ловильные, фрезерные и вспомогательные (подготовительные). В соответствии с этим инструменты и устройства подразделяют на захватные, режущие и вспомогательные. В данной главе приведены сведения по ловителям для насосных штанг, насосно-компрессорным трубам и вспомогательному инструменту для работы в эксплуатационной колонне.

Ловители изготавливают с резьбой левого направления и применяют их с центрирующим приспособлением (воронкой).

Спускают ловители в скважину на колонне левых бурильных труб.

**Штанголовители типа ШК** (рис.5.59) предназначены для извлечения оставшейся в скважине колонны насосных штанг и устьевых штоков.

Штанголовители выпускают в двух исполнениях:

исполнение 1 - для захвата за тело, муфту или головку насосной штанги (рис. 5.59, а);

исполнение 2- для захвата за муфту или головку насосной штанги (рис. 5.59, б).

Штанголовители изготавливают с резьбой правого направления; их применяют с центрирующим приспособлением (воронкой).

Штанголовитель состоит из переводника 1, нижнего 6 и верхнего 2 корпусов, соединенных между собой резьбой, нижней 7 и верхней 3 пружин, направляющего винта. 8, цанги 9, вилки 4, плашек 5 и воронки 10.

На внутренней конической поверхности верхнего корпуса

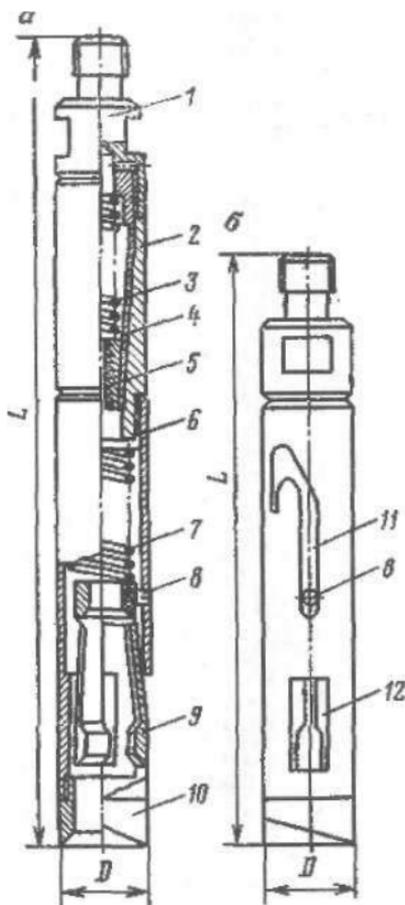


Рис. 5.59. Штанголовитель ШК:  
 а - исполнение 1; б - исполнение 2;  
 1 - переводник; 2 - верхний корпус;  
 3 - верхняя пружина; 4 - вилка;  
 5 - плашка; 6 - нижний корпус;  
 7 - нижняя пружина; 8 - направляющий винт; 9 - цанга; 10 - воронка;  
 11 - байонетный паз; 12 - сквозной паз

предусмотрена вилка с плашками для ловли штанг за тело. Плашки, перемещающиеся внутри корпуса на перьях вилки, удерживаются в крайнем нижнем положении с помощью верхней пружины.

В стенке нижнего корпуса имеются три сквозных паза 12 для выхода перьев цанги и байонетный паз 11 для перемещения направляющего винта.

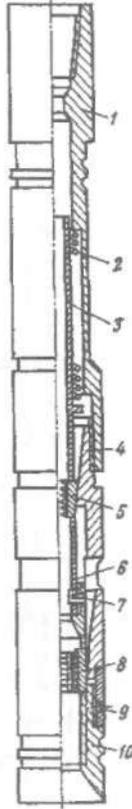


Рис. 5.60.

Ловитель ЛКШ - 114:

- 1 - удлинитель; 2 - пружина;
- 3, 6 - плашкодержатели;
- 4 - корпус; 5, 8 - плашки;
- 7 - винт; 9 - стопорный винт;
- 10 - воронка

Цанга, вставленная в нижний корпус, предназначена для захвата штанг за муфту или головку. Нижняя коническая часть цанги образует три пера, расположенных по окружности на одинаковом расстоянии друг от друга. С внутренней стороны перьев цанги предусмотрены выступы для обхвата штанги за головку или муфту.

Направляющий винт, соединенный с цангой, перемещается в сквозном байонетном пазу. Когда головка направляющего винта находится в крайней верхней точке байонетного паза, цанга поворачивается вокруг своей оси на  $60^\circ$ , а нижние торцы перьев располагаются против внутренних выступов корпуса. При этом перемещение ловителя вниз прекращается.

При подъеме ловителя цанга подхватывает штангу под муфту или головку и, не вращаясь, движется вниз до упора в борт нижнего корпуса. При этом головка направляющего винта из крайней верхней точки перемещается в вертикальный участок байонетного паза и удерживает цангу от вращения.

Штанголовители спускают в лифтовые насосно-компрессорные трубы на колонне насосных штанг.

**Ловитель комбинированный ЛКШ-114** применяют для ловли, отвинчивания и извлечения целиком или по частям насосных штанг за тело или муфту в эксплуатационной колонне, а также недеформированных насосно-компрессорных труб диаметром до 48 мм.

Ловитель (рис. 5.60) состоит из корпуса 4, удлинителя 1, плашкодержателей 3 и 6, пружины 2, плашек 5 и 8, винта 7 и стопорного винта 9.

К верхней части корпуса ловителя прикреплен удлинитель, а к нижней - воронка 10. В верхней и нижней частях корпуса на внутренней поверхности предусмотрены специальные пазы с профилем сечения типа «ласточкин хвост», в которых сверху расположены плашки для ловли штанг за тело, а снизу - плашки для ловли штанг за муфту.

Плашки перемещаются в корпусе синхронно с помощью специальных плашкодержателей, соединенных между собой винтами, и пружины.

**Ловитель комбинированный ЛКШТ - 136** применяют для ловли и извлечения насосно-компрессорных и насосных штанг.

Ловитель (рис. 5.61) состоит из трех захватных ярусов: нижнего - для захвата насосно-компрессорных труб диаметром 73 мм и пучка насосных штанг; среднего - для захвата насосно-компрессорных труб диаметром 48 и 60 мм и насосных штанг за муфту; верхнего - для захвата насосных штанг за тело.

В состав каждого яруса входит корпус. Верхний 5, средний 6 и нижний 12 корпуса соединены между собой резьбой; средний и нижний корпуса соединены при помощи переводника - 10.

В верхнем корпусе расположены две откидные плашки 2 с гребенчатой насечкой, которые укреплены в пазах кронштейна 4 на оси 3. Плашки могут поворачиваться в верхнее (раскрытое) положение и возвращаться в исходное.

К верхнему корпусу прикреплен переводник 1 для соединения с колонной бурильных труб, а к нижнему специальная воронка 15 для направления ловимых штанг и трубок внутрь ловителя.

В среднем и нижнем корпусах на внутренней поверхности предусмотрены наклонные пазы с профилем сечения типа «ласточкин хвост», смещенные относительно друг друга на 120°. В пазах расположено по три плашки 9 и 14. В захватной

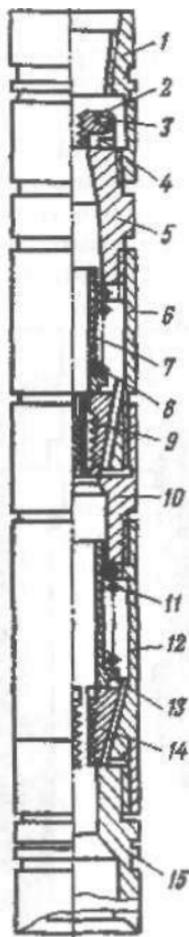


Рис. 5.61.

Ловитель ЛКШТ - 136:

- 1 - переводник; 2 - откидные плашки; 3 - ось; 4 - кронштейн; 5; 6; 12 - корпуса; 7, 13 - стаканы; 8 - пружина; 9, 14 - плашки; 10 - переводник; 15 - специальная воронка

части плашек имеются острые гребенчатые пазы, а с наружной стороны - конусные выступы с профилем сечения типа «ласточкин хвост», которые входят в соответствующие пазы корпусов.

Сверху на торцах плашек установлены стаканы 7 и 13, служащие направлениями для пружин 8 и 11.

**Труболовки** предназначены для извлечения целиком путем расхаживания или по частям путем отвинчивания оставшихся в скважине в результате аварии насосно-компрессорных или обсадных труб.

По характеру захвата и принципу действия труболовки подразделяются на внутренние неосвобождающиеся ТВ, внутренние освобождающиеся ТВМ, наружные неосвобождающиеся ТНЗ и наружные освобождающиеся ТНО.

Внутренние труболовки неосвобождающегося типа имеют только механизм захвата. Труболовки освобождающегося типа состоят из механизмов захвата и фиксации плашек в освобожденном положении.

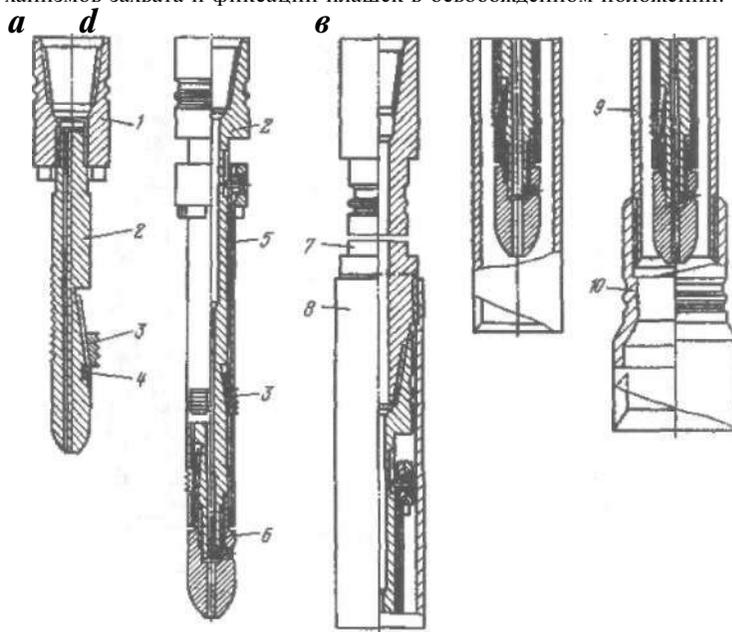


Рис. 5.62. Труболовка внутренняя неосвобождающаяся ТВ:  
*a, б* - труболовка в сборе без центрирующего приспособления;  
*в* - труболовка в сборе с центрирующим приспособлением (направление с вырезом);  
*г* - труболовка в сборе с центрирующим приспособлением (направление с воронкой);  
 1 - переводник; 2 - стержень; 3 - плашка;  
 4 - клин; 5 - плашкодержатель; 6 - наконечник; 7 - специальный переводник;  
 8 - направление с вырезом; 9 - направление; 10 - воронка

Все труболовки изготавливают с резьбами правого и левого направления. Труболовки с правыми резьбами применяют при извлечении колонны захваченных труб целиком, а с левыми резьбами - для отвинчивания и извлечения труб по частям.

Труболовки внутренние неосвобождающиеся ТВ (рис. 5.62), разработанные в шести типоразмерах, являются ловильным инструментом плашечного типа и состоят из механизма захвата, который изготавливают в двух исполнениях: одноплашечном для труб диаметром 48...60 мм и шестиплашечном для труб диаметром 73...114 мм (рис. 5.62, а, б). Труболовка с шестиплашечным механизмом (рис. 5.62, б) состоит из стержня с шестью наклонными плоскостями, расположенными в два яруса и смещенными относительно друг друга на 60°. В средней части каждой плоскости расположены продольные выступы с профилем сечения в виде «ласточкин хвост».

По этим выступам в вертикальном направлении вместе с плашкодержателем перемещаются плашки 3, имеющие на наружной поверхности насечку. Перемещение плашек ограничивается в верхнем положении упором в заплечик стержня, а в нижнем - упором в торец наконечника б.

В одноплашечной труболовке функцию противоположной плашки выполняет гребенчатая насечка на стержне труболовки, а роль плашкодержателя - поводок, ввинчиваемый в верхний торец плашки и удерживающий плашку после освобождения.

В скважине с небольшим зазором между эксплуатационной колонной и колонной ловильных труб применяют труболовку без центрирующих приспособлений. При значительном зазоре труболовки оснащают специальным переводником и центрирующим приспособлением (направлениями с вырезом или направлением с воронкой) (рис. 5.62, в, г).

Конструкция труболовки позволяет освобождаться на устье скважины от захваченных труб.

Труболовки внутренние освобождающиеся ТВМ разработаны девяти типоразмеров в двух исполнениях: ТВМ-1 (исполнение 1) труболовки, упирающиеся в торец захватываемой колонны труб, и ТВМ-2 (исполнение 2) - труболовки, заводимые внутрь захватываемой колонны труб на любую глубину.

Труболовки ТВМ-1 состоят из механизма захвата и фиксации плашек в освобожденном положении.

Механизм захвата, расположенный в нижней части труболовки, изготавливают в двух исполнениях - одно- и шестиплашечном.

Шестиплашечный механизм (рис. 5.63, а) захвата состоит из стержня, имеющего шесть наклонных плоскостей, расположенных в два яруса и смещенных относительно друг друга на 60°. В средней части каждой плоскости расположены продольные выступы с профилем сечения типа «ласточкин хвост», по которым в вертикальном направлении синхронно перемещаются плашки 8 при помощи плашкодержателя 7. Перемещение плашек ограничивается в верхнем положении

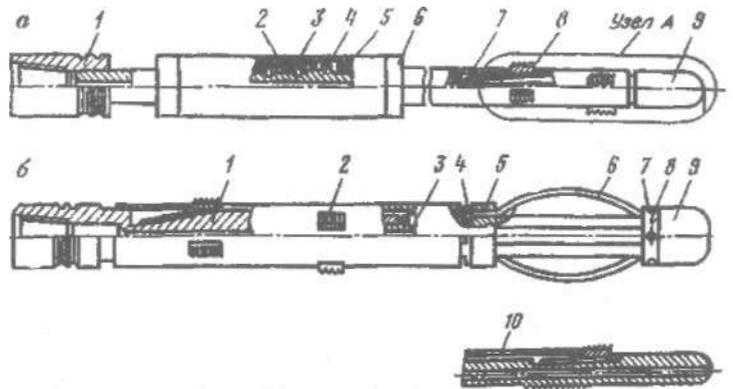


Рис.5.63. Трубовка внутренняя освобождающаяся  
ТВМ - 1 (а) и ТВМ - 2 (б):

- а: 1 - переводник; 2 - корпус; 3 - фиксатор; 4 - стержень; 5 - ниппель;  
6 - тормозной башмак; 7 - плашкодержатель; 8 - плашки; 9 - наконечник;  
б: 1 - стержень; 2 - плашки; 3 - нижний стержень; 4 - фиксатор;  
5 - пружинодержатель; 6 - плоские пружины; 7 - винты; 8 - кольца;  
9 - наконечник  
10 - поводок

ударом в заплечик стержня, а в нижнем - упором плашек в торец наконечника 9.

**Метчики МЭУ и МЭС** представляют собой ловильный инструмент врезного неосвобождающегося типа и предназначены для извлечения оставшейся в скважине колонны труб, оканчивающейся сверху муфтой или высаженной частью трубы.

Захват происходит ввинчиванием во внутреннюю поверхность тела аварийной трубы или муфты, при этом метчики универсальные МЭУ врезаются ввинчиванием в тело трубы, метчики специальные - ввинчиванием в резьбу муфты (рис. 5.64).

Корпус метчика выполнен в виде усеченного конуса, верхний конец которого имеет внутреннюю замковую резьбу для свинчивания с ловильной колонной, а нижний - ловильную. Вдоль всего корпуса ловильной резьбы предусмотрены канавки для выхода стружки при врезании в аварийный объект. Для улучшения условий врезания передние грани продольных канавок метчика на режущей части выполнены под углом 3°. Резьба метчика подвергается цементации с последующей закалкой и отпуском.

Метчики изготавливаются с правыми и левыми резьбами.

**Колокола КС и К** Представляют собой ловильный инструмент врезного типа. Предназначены для захвата и извлечения оставшейся в скважине колонны труб. Захват происходит путем врезания навин-

чиванием на их наружную поверхность. По назначению колокола подразделяются на сквозные типа КС и несквозные типа К (рис. 5.65).

Особенность сквозных колоколов в отличие от несквозных в том, что они обеспечивают возможность пропуска сквозь корпус колокола сломанного или безмуфтового конца ловимой трубы с последующим захватом ее нарезани-ем резьбы на наружной поверхности замка или муфты. Колокола обоих типов изготавливаются с резьбой под воронку. Резьба в верхней части колокола служит для его присоединения к колонне труб, резьба в нижней части - ловильная, специального профиля, с конусностью 1 : 16. По всей ее длине выполнены продольные канавки для выхода стружки при врезании в ловимый объект.

Для улучшения условий врезания передние грани продольных канавок на режущей части колокола выполнены под углом  $3^\circ$ .

Колокола изготавливаются правые - с правыми ловильными и присоединительными резьбами и канавками и левые - с левыми присоединительными резьбами и канавками.

Колокол правый применяется для извлечения колонны правых труб целиком и левых по частям (отвинчиванием), колокол левый - для извлечения колонны левых труб целиком и правых по частям. При небольших зазорах между обсаженной или необсаженной скважиной и колонной ловимых труб

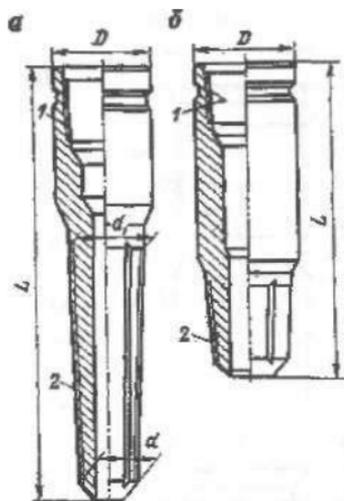


Рис. 5.64. Универсальный (а) и специальный (б) метчики: 1,2 - соответственно присоединительная и ловильная резьба

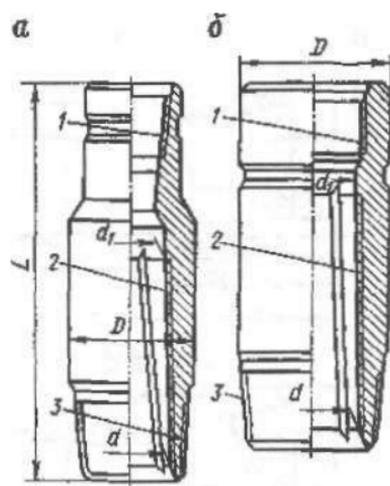


Рис. 5.65. Несквозной (а) и сквозной (б) ловильные колокола: 1,2,3 - соответственно присоединительная к конусу, ловильная и присоединительная к воронке резьба

колокола применяются без воронок, в скважинах со значительным зазором - с воронками.

### Фрезеры.

**Режуще-истирающий кольцевой фрезер ФК** предназначен для фрезерования прихваченных бурильных и насосно-компрессорных труб (по телу), а также насосных штанг в обсаженных скважинах.

На наружной поверхности цилиндрического корпуса фрезера равномерно расположены противозаклинивающие каналы. Нижний конец корпуса армирован композиционным твердосплавным материалом (рис. 5.66).

Фрезер соединяется с колонной бурильных труб при помощи приемной трубы, изготовленной из соответствующей бурильной трубы с таким расчетом, чтобы ее внутренний диаметр был не меньше внутреннего диаметра фрезера.

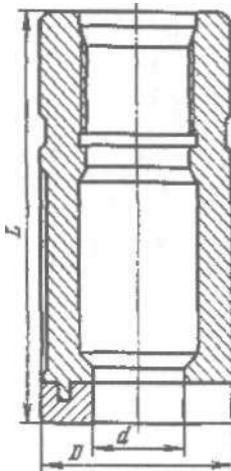


Рис. 5.66.  
Фрезер типа ФК

### Скважинные фрезеры типов ФЗ и ФЗС

предназначены для фрезерования ме-

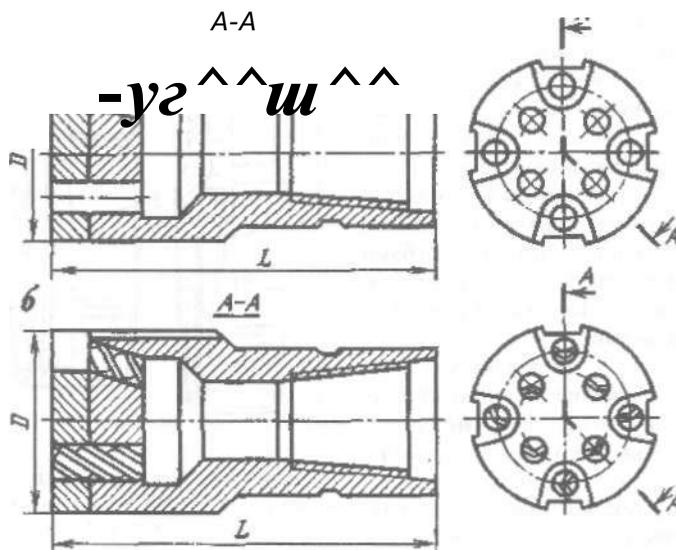


Рис. 5.67. Фрезеры типов ФЗ (а) и ФЗС (б)

таллических предметов в обсаженных и необсаженных скважинах с целью очистки скважин по всему сечению ствола.

Верхний конец цилиндрического корпуса фрезера имеет резьбу для свинчивания с колонной бурильных труб, а нижний армирован композиционным твердосплавным материалом. В армированном слое предусмотрены промывочные каналы, по которым промывочно-охлаждающая жидкость поступает непосредственно в зону резания (рис. 5.67).

Фрезеры типа ФЗС имеют спиральную вставку в промывочных каналах.

**Фрезер-ловитель магнитный ФМ** предназначен для фрезерования и извлечения, находящихся на забое скважины мелких металлических предметов с ферромагнитными свойствами.

Фрезер (рис. 5.68) состоит из переводника, корпуса и магнитной системы. Нижняя часть корпуса изготовлена в виде фрезерной коронки. Магнитная система представляет собой набор постоянных магнитов, которые размещены в металлическом стакане, служащем магнитопроводом.

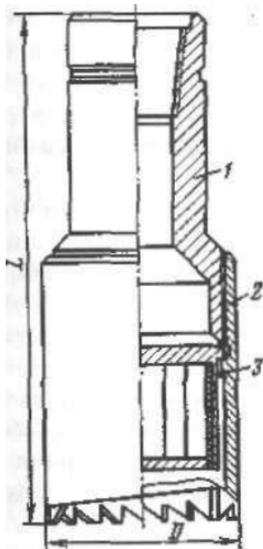


Рис. 5.68 Магнитный фрезер-ловитель типа ФМ:

- 1 - переводник; 2 - корпус;
- 3 - магнитная система

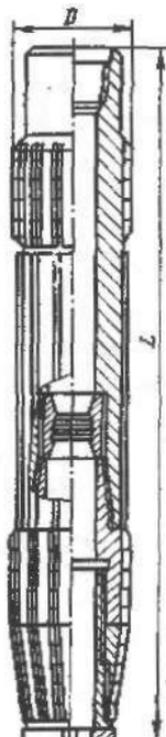


Рис. 5.69. Скважинный фрезер райбер типа ФРЛ

Замковая резьба на верхнем конце переводника обеспечивает присоединение фрезера-ловителя к колонне бурильных труб.

Поток промывочной жидкости направляется по периферии магнитной системы.

**Фрезер-райбер скважинный ФРЛ** предназначен для прорезания «окна» в обсадной колонне под последующее бурение второго ствола.

Фрезер-райбер состоит из режущей и ловильной частей. Режущая часть включает в себя цилиндрический и конический райберы и кольцевой фрезер. Ловильная часть представляет собой специальный захват, установленный внутри цилиндрического райбера (рис. 5.69).

В верхней части фрезера-райбера нарезана замковая резьба для присоединения к колонне бурильных труб.

Промывочное отверстие - центральное.

«Окна» необходимого профиля и длины в обсадной колонне прорезают за один рейс, одновременно извлекая на поверхность часть обсадной колонны - «ленту», образующуюся в процессе прорезания «окна».

**Печать универсальная** предназначена для определения по полученному на алюминиевой оболочке отпечатку положения и вида верхнего конца объекта, оставленного в скважине вследствие аварии, а также состояния эксплуатационной колонны. К основным узлам печати (рис. 5.70) относятся корпус с деталями для получения оттиска предмета и зажимное устройство.

К утолщенной нижней части корпуса четырьмя винтами прикреплен резиновый стакан. На стакан надета алюминиевая оболочка, «перья» которой загнуты на кольцевой заплечик корпуса. На средней цилиндрической части корпуса установлен направляющий винт и нарезана трапецеидальная резьба. По винту и резьбе движется зажимное устройство, при помощи которого зажимаются «перья» алюминиевой оболочки.

Зажимное устройство состоит из нажимной втулки и гайки. На верхнюю часть корпуса навинчен переводник с замковой резьбой для присоединения к колонне бурильных труб, на которых печать спуска-

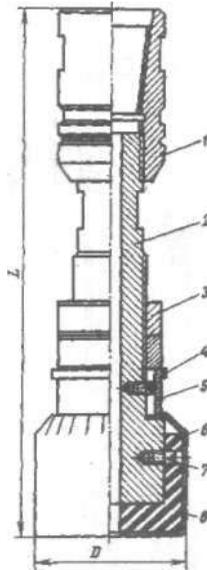


Рис. 5.70. Универсальная печать типа ПУ2:

- 1 - переводник; 2 - корпус;
- 3 - нажимная гайка;
- 4, 7 - направляющие винты;
- 5 - нажимная втулка;
- 6 - алюминиевая оболочка;
- 8 - резиновый стакан

ется в скважину. При необходимости спуск проводится с промывкой. Печать устанавливается в скважине на верхний конец объекта, при этом нагрузка на нее не должна превышать 20 кН.

**Инструменты для ловли и извлечения из скважин насосных штанг, тартального каната, каротажного кабеля, желонки и мелких предметов.**

**Нешарнирные удочки У01-168, УК1-168, УООШ-168 и УОШ-168** предназначены для ловли и извлечения из скважин тартальных канатов диаметром 19 мм и менее, а также каротажных кабелей диаметрами не более 22 мм.

Удочки (рис. 5.71) представляют собой стержни 3 круглого сечения с приваренными крючками 4 специальной формы. На верхнем конце стержня нарезана резьба левого направления для ввинчивания переводной муфты 1, имеющей резьбу замка бурильных 89-мм труб для ввинчивания удочки к последним. На нижний конец переводной муфты навинчивается воронка 2, служащая направлением и одновременно ограничителем входа стержня в клубок спутанного каната или кабеля.

Каждая из указанных удочек имеет свои отличительные особенности, связанные со специфическими условиями ловли.

**Однорогая удочка У 01-168** снабжена четырьмя крючками, расположенными на едином стержне с разных его сторон и на различной высоте.

**Однорогая удочка УОШ-168** снабжена двумя крючками, расположенными диаметрально противоположно. Внутри стержня имеется сквозное отверстие для прохождения промывочной жидкости.

**Однорогая односторонняя удочка УООП1-168** снабжена двумя крючками, расположенными с одной стороны стержня на разной высоте. Эта удочка имеет сквозное отверстие в стержне для циркуляции промывочной жидкости.

**Шарнирная удочка УШ1-168** (рис. 5.71,3) представляет собой цельнокованый стержень 3 круглого сечения, на верхнем утолщенном конце которого нарезана резьба для ввинчивания в переводник 1. На верхнем конце этого переводника нарезана замковая резьба бурильных труб для присоединения удочки к колонне бурильных труб, а на нижний его конец навинчена воронка 2.

В теле стержня на различном расстоянии друг от друга сделаны прорезы, в которые вставлены шарнирные крючки 7, соединенные со стержнем при помощи пальцев 6. Над каждым крючком укреплена пластинчатая пружина 5, служащая для отбрасывания крючков в крайнее нижнее положение.

Крючки 7, поворачиваясь на пальцах 6, входят внутрь прорезей, облегчая тем самым ввод стержня в клубок спутанного аварийного каната или кабеля.

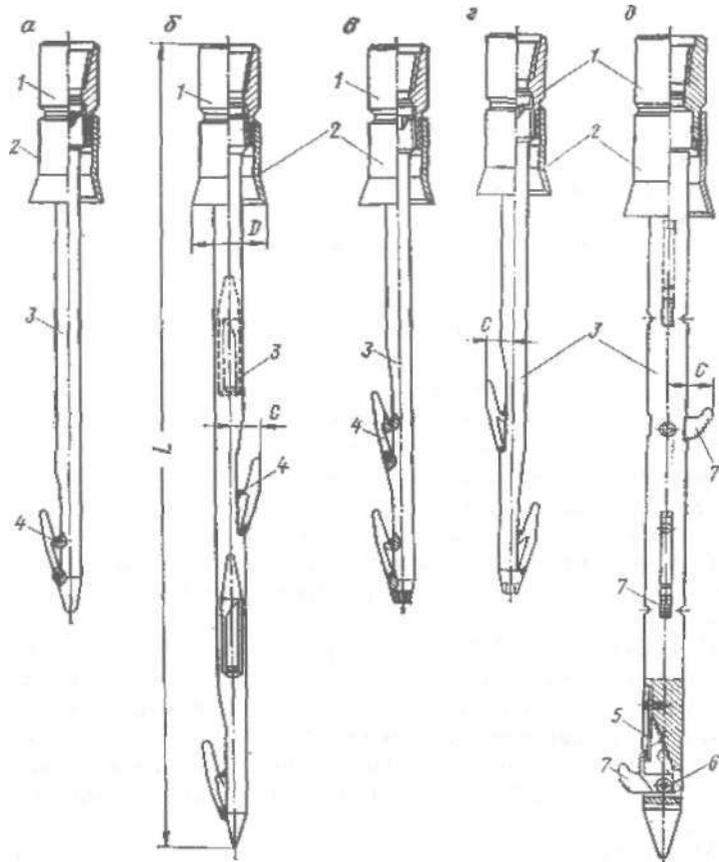


Рис. 5.71. Удочки:

а - удочка-крючок УК1-168; б - удочка У01-168; в - удочка У00Ш-168;  
 г - удочка У0Ш-168; д - шарнирная удочка УШ1-168

### Другие виды ловильного инструмента

Предназначены для захвата и подъема предметов, упавших на забой, для извлечения из скважины кабеля УЭЦН и рыхления и подъема сальников.



Паук  
ловильный

«Мятая»  
труба

Крючок  
ловильный

Штопор-  
рыхлитель

### Вопросы для самоконтроля

1. Куда крепятся силовые оттяжки на передвижной мачте?
2. Порядок монтажа телескопической вышки.
3. Что такое оснастка талевого системы?
4. Назначение кожуха кронблока и талевого блока.
5. Смазка подшипников канатных шкивов.
6. Сравнение литых и кованных крюков.
7. Назначение пружины крюка.
8. Назначение и виды канатов.
9. Сравнение балочных и стержневых элеваторов.
10. В чем универсальность элеватора ЭТА?
11. Как закрываются элеваторы ЭХЛ и ЭТА?
12. В каких случаях не допускается эксплуатация элеватора?
13. За счет чего одним штанговым элеватором можно работать со всеми размерами штанг?
14. Сравнение ключей КТН и КТНД.
15. Преимущества ключа КТГУ по сравнению с КТГ.
16. Назначение ключей КСМ.
17. Сколько типоразмеров штанговых ключей в одном комплекте?
18. От чего зависит грузоподъемность спайдера?

19. Каковы достоинства и недостатки редуктора АПР-2?
20. Как обеспечивается максимальный крутящий момент на вращателе механического ключа?
21. Как обеспечивается вращение разрезного зубчатого венца?
22. Как монтируется ключ АПР-2ВБ на устье скважины?
23. Особенности бурового ротора с гидроприводом.
24. Почему быстроходный вал ротора крепится на упорных подшипниках?
25. Какой тип зацепления имеет зубчатая пара ротора?
26. Как и для чего происходит стопорение стола ротора?
27. Как осуществляется отбор мощности на лебедку в установке УПТ1-50?
28. Сколько передач имеет КПП установки АЗИНМАШ-37А?
29. Какие типы муфт применяются на установке А-50М?
30. Назначение гидродинамического тормоза на агрегате АКИ-80.
31. Назначение и принцип работы противозатаскивателя.
32. В чем сущность расчета по определению рационального использования подъемника?
33. Назначение гидросистемы агрегатов.
34. Назначение компрессора на агрегате.
35. Каким образом закреплен ствол вертлюга в корпусе?
36. Чем отличается плашечный превентор от универсального?
37. Чем отличаются глухие и трубные плашки?
38. Как осуществляется управление превенторами?
39. Принцип работы винтового забойного двигателя.
40. Назначение и принцип действия штанголовителя.
41. Сравнение трубуловок ТВ, ТВМ, ТНЗ и ТНО.
42. Отличие метчиков МЭУ, МЭС.
43. Назначение колокола.
44. Назначение фрезера-райбера ФРЛ.
45. Назначение печати универсальной.
46. Как осуществляется извлечение каротажного кабеля?

## Тема 6

# ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

### Вопрос 6.1. Насосные установки

Предназначены для нагнетания в нефтяные и газовые скважины различных жидких сред при цементировании, гидравлическом разрыве пластов, гидropескоструйной перфорации, кислотной обработке призабойной зоны, промывке песчаных пробок, а также при проведении других промывочно-продавочных работ.

Насосные установки укомплектованы насосами высокого давления; смонтированы на шасси автомобилей, на тракторах и на специальных рамах.

**Насосная установка УН1Т-100х200** предназначена для нагнетания в скважины различных жидких сред в процессе их ремонта, а также при проведении других промывочно-продавочных работ в нефтяных и газовых скважинах в районах с умеренным и холодным климатом.

Установка состоит из насоса, коробки отбора мощности, коробки передач, цепного редуктора, манифольда, вспомогательного трубопровода, поста управления и системы подогрева.

Насос - трехплунжерный горизонтальный со сварной станиной. Привод насоса - от тягового двигателя через коробку отбора мощности, карданные валы, четырехскоростную коробку передач и цепной редуктор.

Приемная линия манифольда представляет собой рукав с фильтром на конце. На нагнетательной линии манифольда предусмотрены

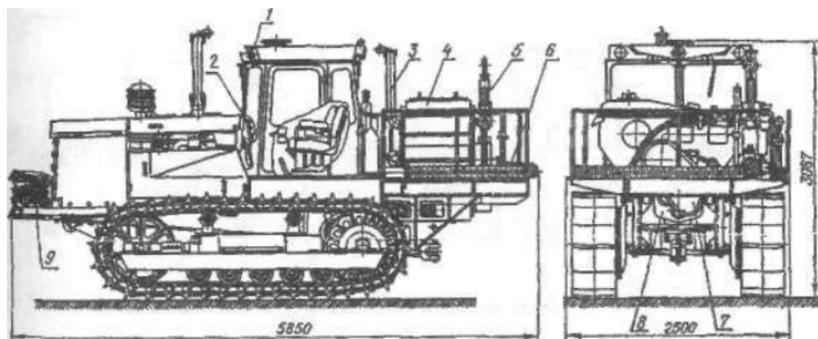


Рис.6.1. Насосная установка УН1Т-100х200:

1 - трактор Т - 130.1.Г-1; 2 - пост управления; 3 - система подогрева; 4 - насос НП - 100ХЛ; 5 - напорный трубопровод; 6 - приемный трубопровод; 7 - цепной редуктор; 8 - коробка передач КП - 4 - 90; 9 - вспомогательный трубопровод

пробковые краны высокого давления, предохранительный клапан и манометр.

Пост управления установкой расположен в кабине трактора, куда выведены рычаги управления зубчатыми муфтами включения коробки отбора мощности и коробок передач.

Обогрев и продувка гидравлической части насоса и нагнетательно-го манифольда - выхлопными газами тягового двигателя трактора.

**Насосная установка с цистерной АКПП-500** предназначена для транспортирования и нагнетания в скважины жидких сред при сернистой обработке призабойной зоны нефтяных и газовых скважин.

Установка состоит из насоса, цистерны, вспомогательного трубопровода, манифольда и другого оборудования.

Насос - трехплунжерный горизонтальный с трансмиссией; установлен на раме за кабиной автомобиля.

Привод насоса - от тягового двигателя автомобиля через раздаточную коробку, коробку отбора мощности, карданную передачу и редуктор.

Для обеспечения всего диапазона давлений и подач насос укомплектован сменными плунжерами двух типоразмеров.

Цистерна, установленная на раме за насосом, служит для транспортирования соляной кислоты; она оснащена поплавковым указателем уровня. Внутренняя поверхность цистерны гуммирована.

Манифольд включает в себя всасывающую и нагнетательную линии. На нагнетательной линии расположены предохранительный клапан со срезным стержнем, запорная арматура и манометр.

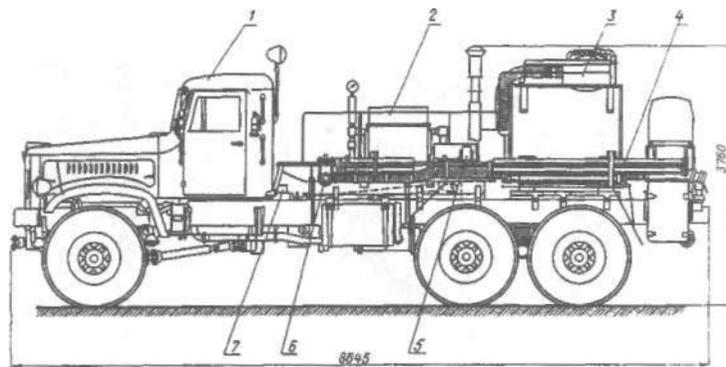


Рис. 6.2. Насосная установка с цистерной АКПП-500:  
1 - автошасси КрАЗ-255Б; 2 - насос 5НК-500; 3 - цистерна; 4 - вспомогательный трубопровод; 5 - редуктор; 6 - манифольд; 7 - коробка отбора мощности

**Насосная установка УНЦ-160х500** предназначена для транспортирования и нагнетания в скважины жидких сред при углекислотной обработке призабойной зоны нефтяных и газовых скважин в районах с умеренным климатом.

Установка состоит из трехплунжерного горизонтального насоса, цистерны, подпорного центробежного насоса, манифольда и вспомогательного трубопровода.

Насос установлен на раме за кабиной автомобиля. Привод насоса - от тягового двигателя автошасси через раздаточную коробку, коробку отбора мощности и редуктор.

Для обеспечения всего диапазона давлений и подач насос укомплектован плунжерами двух типоразмеров.

Цистерна, установленная на раме за насосом, служит для транспортирования рабочих жидкостей, предназначенных для продавки жидкой углекислоты из ствола скважины в пласт. Цистерна овального сечения, цельносварная; несплошная перегородка, расположенная внутри цистерны, предохраняет ее днища от гидравлических ударов. В верхней части цистерны имеется люк для залива рабочей жидкости.

Центробежный насос - консольный одноступенчатый; предназначен для создания подпора рабочей жидкости на приеме трехплун-

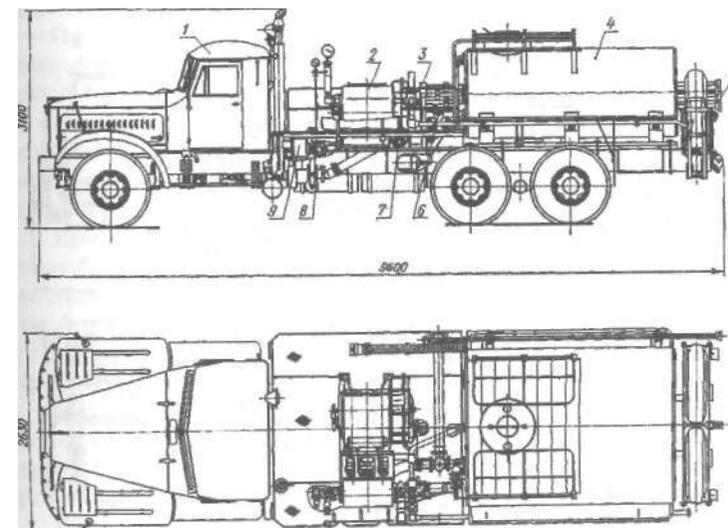


Рис. 6.3. Насосная установка УНЦ-160х500:  
1-автошасси КрАЗ-257Б1А; 2-насос 5НК-500; 3 - напорный трубопровод; 4 - цистерна; 5 - вспомогательный трубопровод; 6 -редуктор; 7 - приемный трубопровод; 8 - подпорный насос 4К-6; 9 - коробка отбора мощности

жерного насоса при продавке жидкой углекислоты в пласт. Привод насоса - от тягового двигателя автомобиля через коробку отбора мощности, карданный вал и одноступенчатый редуктор.

Манифольд включает в себя всасывающий и нагнетательный трубопроводы для обвязки цистерны с трехплунжерным и центробежным насосами, а также для присоединения насосов к посторонним источникам рабочей жидкости. Для плавного сброса давления предусмотрен секторный кран. Нагнетательный трубопровод насоса укомплектован проходным пробковым краном, предохранительным клапаном и манометром.

**Насосная установка ЦА-320А** предназначена для нагнетания в скважины различных жидких сред при их цементировании в процессе бурения и капитального ремонта, а также при проведении других промывочно-продавочных работ в нефтяных и газовых скважинах в районах с умеренным климатом.

Установка состоит из водоподающего блока для подачи воды в смесительное устройство, насоса высокого давления для закачки жидкости в скважину, мерного бака, манифольда, вспомогательного разборного трубопровода и механизмов управления установкой.

Все оборудование смонтировано на двух монтажных рамах, прикрепленных к лонжеронам автошасси.

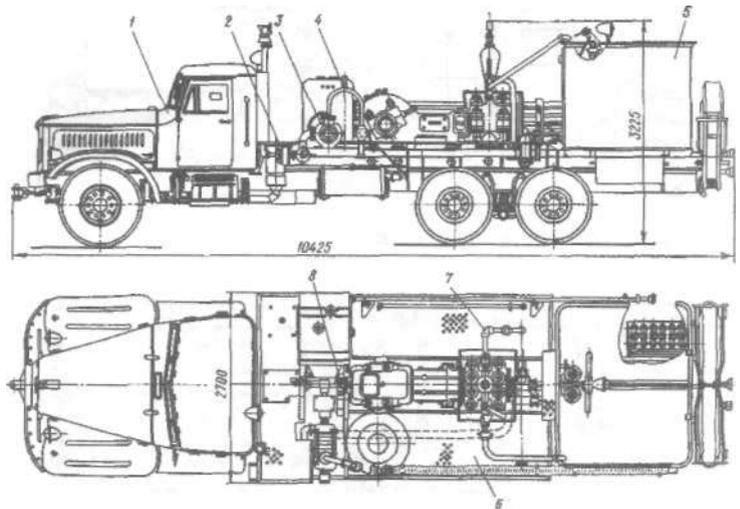


Рис. 6.4. Насосная установка ЦА-320А:

- 1 - автошасси КраЗ-257Б1А; 2 - коробка отбора мощности; 3 - центробежный насос ЦНС-38-154; 4 - силовой агрегат привода центробежного насоса; 5-мерный бак; 6 - монтажная рама; 7 - манифольд; 8 - карданный вал привода насоса 9Т

Водоподающий блок состоит из, смонтированных на общей раме центробежного насоса и силового агрегата, выполненного на базе двигателя ГАЗ-52А. Топливо поступает к двигателю из бензинового бака, установленного под настилом установки.

Насос высокого давления - двухцилиндровый, двустороннего действия. Привод насоса от тягового двигателя автомобиля через коробку отбора мощности и карданный вал, соединяющий выводной вал коробки отбора мощности с концом вала червяка глобоидной пары приводной части насоса.

Для обеспечения работы насоса во всем диапазоне давлений и подачи он укомплектован сменными втулками и поршнями трех типоразмеров.

Напорная линия насоса высокого давления оборудована предохранительным клапаном.

На воздушном компенсаторе установлен манометр с разделителем.

Для соединения напорной линии с устьем скважины предусмотрен разборный вспомогательный трубопровод высокого давления с шарнирными коленами. Напорный коллектор насоса высокого давления оборудован линией, служащей для проверки работы насоса до начала операции и сброса давления в напорной линии после операции. Предусмотрен сброс жидкости в мерный бак.

Приемный трубопровод центробежного насоса также соединен с мерным баком, а напорный трубопровод шлангом соединен со смесительным устройством смесительной установки.

Мерный бак разделен перегородкой на два равных отсека; в каждом отсеке установлены мерные линейки и донные клапаны. Под донными клапанами расположена приемная камера, к которой присоединены приемные трубы обоих насосов.

Приемная линия насоса высокого давления подсоединена к мерному баку; выводы, расположенные по обе стороны установки, позволяют устанавливать цементный бачок с любой стороны; переключение производится поворотными заслонками. Раствор из цементного бачка отсасывается шлангом, присоединенным к концу приемного трубопровода.

Механизм управления работой насоса высокого давления расположен в кабине автомобиля, а механизм управления работой донных клапанов мерного бака и кранов наливного трубопровода - непосредственно у мерного бака.

**Насосная установка 5ЦА-320С** предназначена для нагнетания в скважины различных жидких сред при их цементировании в процессе бурения и капитального ремонта, а также при проведении других промывно-продавочных работ в нефтяных и газовых скважинах в труднодоступных районах с умеренным климатом.

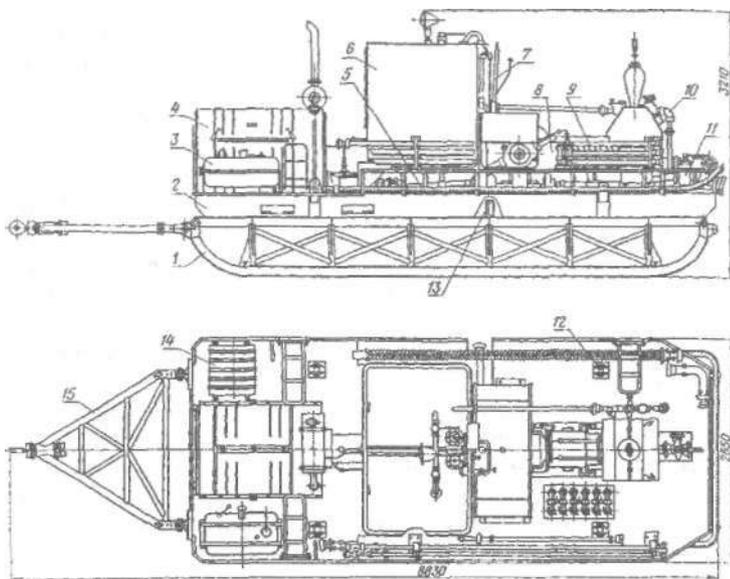


Рис. 6.5. Насосная установка 5ЦА-320С:

- 1 - сани; 2-монтажная рама; 3-бензиновый бак; 4-силовой агрегат с двигателем ЯМЗ-238; 5-карданный вал привода насоса 9Т; 6 - мерный бак; 7 - пост управления; 8 - насос 9Т; 9 - вспомогательный трубопровод; 10 - напорная линия; 11 - приемная линия; 12 - палец крепления внешней подвески вертолета; 13 - стремянка крепления монтажной рамы к саням; 14 - аккумуляторная батарея; 15 - дышло саней

Установка, смонтированная на раме, состоит из силового агрегата, насоса, мерного бака, вспомогательного трубопровода, манифольда и системы управления.

Силовой агрегат выполнен на базе дизельного двигателя с двухдисковой фрикционной муфтой сцепления постоянно-замкнутого типа и коробкой передач. Оборудован системами водяного охлаждения и смазки, а также подогревателем ПЖД-44 для запуска дизельного двигателя в холодное время года.

Для обеспечения работы насоса во всем диапазоне давлений и подач он укомплектован сменными втулками и поршнями трех типоразмеров.

В приемную линию насоса жидкость поступает из мерного бака, а также из постороннего источника.

Напорная линия насоса оборудована воздушным компенсатором, предохранительным клапаном, разделителем с манометром и пробковыми кранами.

Мерный бак разделен перегородкой на два равных отсека; в каждом отсеке установлены мерные линейки, донные клапаны и наливные патрубки. Под донными клапанами расположена приемная камера, соединяющая приемный трубопровод с любым отсеком мерного бака.

Установка укомплектована приемным шлангом и напорным вспомогательным трубопроводом с шарнирными коленами для соединения с блоком манифольда или с устьем скважины.

Управление установкой централизованное, с поста, расположенного на платформе у мерного бака.

Масса установки позволяет транспортировать ее вертолетом МИ-6 на внешней подвеске, а также на саях или прицеле - тягачом. При обслуживании морских скважин установка может быть установлена на различных судах.

**Насосная установка ЗЦА - 400А** предназначена для нагнетания в скважины различных жидких сред при их цементировании в процессе бурения и капитального ремонта, а также при проведении других промывно-продавочных работ в нефтяных и газовых скважинах в районах с умеренным климатом.

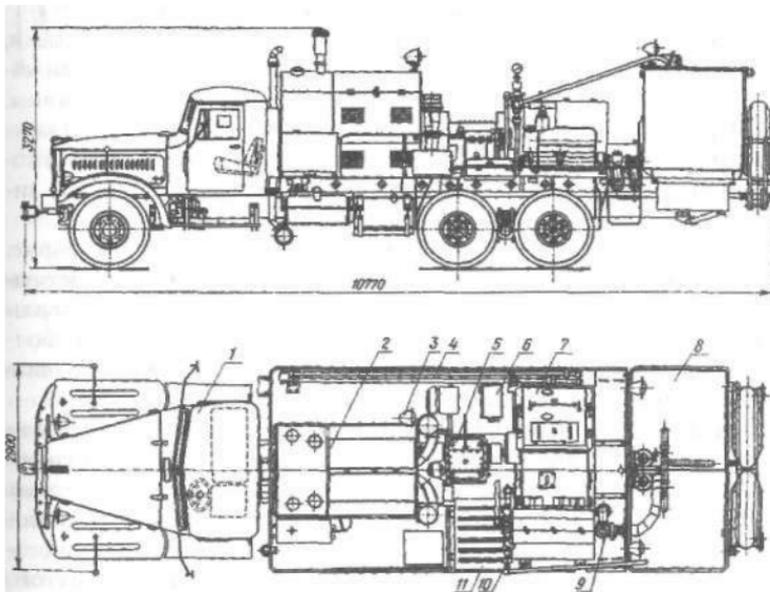


Рис. 6.6. Насосная установка ЗЦА-400А:

- 1 - автошасси КрАЗ-257Б1А; 2 - силовой агрегат; 3 - фара для освещения рабочего места; 4 - вспомогательный трубопровод; 5 - коробка передач; 6 - пост управления; 7 - насос 1ПТ; 8 - мерный бак; 9 - приемный трубопровод; 10 - напорный трубопровод; 11 - аккумуляторы

Установка состоит из силового агрегата, коробки передач, трехцилиндрового горизонтального насоса, вспомогательного трубопровода, манифольда, мерного бака и системы управления, закрепленных на общей монтажной раме.

Силовой агрегат, выполненный на базе дизельного двигателя, оборудован системами водяного охлаждения, смазки и питания, многодисковой фрикционной муфтой сцепления постоянно замкнутого типа, контрольно-измерительными приборами и электросистемой с аккумуляторной батареей, обеспечивающей запуск дизельного двигателя электростартером.

Система смазки принудительная, циркуляционная.

Для обеспечения работы насоса двустороннего действия во всем диапазоне давлений и подач он укомплектован сменными втулками и поршнями трех типоразмеров.

В приемную линию насоса жидкость поступает из мерного бака, а также из бака, установленного на земле.

Напорная линия насоса оборудована предохранительным клапаном, разделителем с манометром и пробковыми кранами. Предусмотрен сброс жидкости из контрольной линии в мерный бак.

Установка укомплектована приемным и напорным шлангами, а также вспомогательным трубопроводом с шестью шарнирными коленами для соединения с блоком манифольда или устьем скважины.

Мерный бак разделен перегородкой на два равных отсека. В каждом отсеке установлены мерные линейки и донные клапаны, под которыми расположена приемная камера, соединяющая приемную линию насоса с любым отсеком мерной емкости.

Управление установкой - с поста, расположенного на платформе.

**Насосная установка УН1 - 630 х 700А (4АН - 700)** предназначена для нагнетания различных жидких сред при гидравлическом разрыве пластов, гидрорескоструйной перфорации и других продавно-промывочных работах, проводимых в нефтяных и газовых скважинах в районах с умеренным климатом.

Установка состоит из силового агрегата, коробки передач, трехплунжерного насоса, вспомогательного трубопровода, манифольда и системы управления. Все оборудование закреплено на общей монтажной раме.

Силовой агрегат, выполненный на базе дизельного двигателя оборудован системами водяного охлаждения, смазки и питания, многодисковой фрикционной муфтой сцепления постоянно замкнутого типа, контрольно-измерительными приборами, электросистемой с аккумуляторной батареей, обеспечивающей запуск дизельного двигателя электростартером.

Для обеспечения работы насоса во всем диапазоне давлений и подач он укомплектован сменными плунжерами двух типоразмеров.

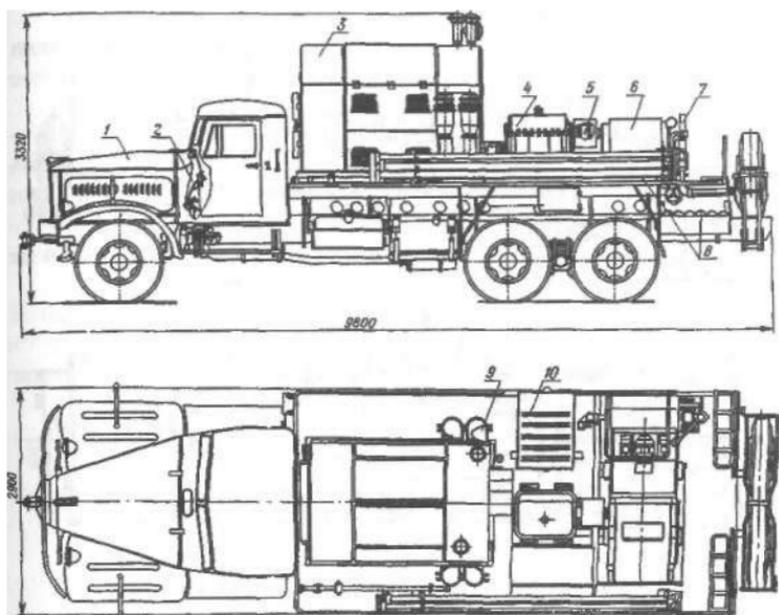


Рис. 6.7. Насосная установка УН1-630Х700А (4АН-700):

- 1 - автошасси КрАЗ-257Б1А; 2 - пост управления; 3 - силовой агрегат; 4 - коробка передач ЗКПМ; 5-зубчатая муфта; 6 - насос 4Р-700; 7 - напорный трубопровод; 8 - вспомогательный трубопровод; 9 - фара для освещения рабочего места; 10 - аккумуляторная батарея

Приемная линия насоса оборудована выводами, расположенными с обеих сторон установки; напорная линия - предохранительным клапаном.

Управление установкой - централизованное, с поста, расположенного в кабине автомобиля.

**Насосная установка УНБ1 - 400х40** применяется для нагнетания различных неагрессивных жидкостей при цементировании, гидрореспекоструйной перфорации, гидравлическом разрыве пластов и других промывочно-продавочных работах, проводимых на нефтяных и газовых месторождениях.

Установка (рис. 6.8), смонтированная на автомобиле КрАЗ-250, состоит из силовой установки 2, карданного вала 6 и промежуточного редуктора 8 валов, коробки передач 9, плунжерного насоса 12 с навесным редуктором, бака мерного 5, манифольда 11, вспомогательного трубопровода 7, водоподающего блока 14, цементного бачка 13, поста управления 4 с фарой для освещения 3, зубчатой муфты 10 и выхлопной трубы двигателя автомобиля 1 с искрогасителем.

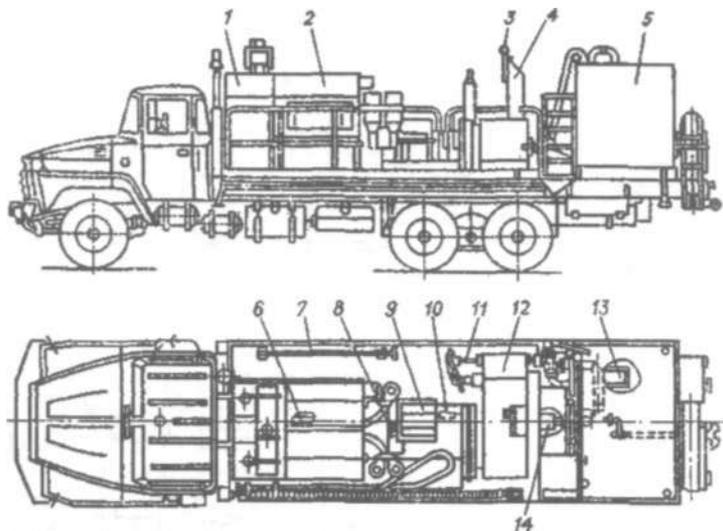


Рис. 6.8. Установка насосная УНБ1-400х40:

1-двигатель; 2- силовая установка; 3 -фара освещения; 4 - пост управления; 5 - мерный бак; 6 - карданный вал; 7 - вспомогательный трубопровод; 8 - промежуточный вал; 9 - коробка передач; 10 - зубчатая муфта; 11 - манифольд; 12 - плунжерный насос; 13 - бачок для цемента; 14 - водоподающий блок

Силовая установка включает двигатель В2-500АВ-СЗ с главным фрикционом и вентилятором, системы топлива, охлаждения и смазки, воздухоочистители, подогреватель, стартер с пусковым реле и другое вспомогательное оборудование. Двигатель через фрикционную муфту и промежуточный вал передает вращение валу коробки передач. Вращение с выводного вала коробки передач через зубчатую муфту передается приемному валу навесного редуктора плунжерного насоса.

Трехплунжерный, горизонтальный одностороннего действия насос 14Т1 состоит из гидравлической, приводной частей и редуктора. Механизм насоса работает по следующей схеме: от коробки передач вращение передается на вал-шестерню редуктора, от него на зубчатое колесо, которое соединено с коренным валом насоса зубчатой муфтой. Коренной вал приводит в движение шатуны и посредством их приводит в возвратно-поступательное движение крестковфы и плунжеры.

Водоподающий блок, предназначенный для подачи чистой воды в цементосмеситель при затворении цементного раствора, включает центробежный насос, коробку отбора мощности, карданные валы и промежуточную опору.

Манифольд насосной установки состоит из приемной, напорной, наливной, сбросовой линий к основному плунжерному насосу и приемной, напорной линий к водоподающему насосу.

С помощью манифольда можно выполнить следующие операции:

- забрать воду из мерного бака и закачать ее центробежным насосом в смесительное устройство цементосмесительной машины или отдельный смеситель;
- забрать воду центробежным насосом от постороннего источника и подать ее в свой мерный бак или какую-либо другую емкость;
- забрать цементный раствор плунжерным насосом из цементного бачка и подать его в скважину;
- принять плунжерным насосом глинистый раствор или другую продавочную жидкость из мерного бака и подать их в скважину;

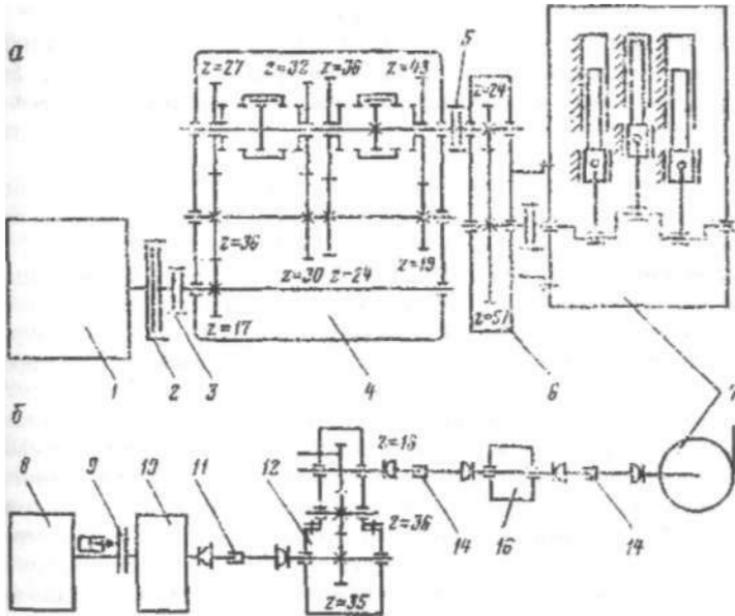


Рис. 6.9. Кинематическая схема установки УНБ 1-400x40:

- a* - привод плунжерного насоса; *б* - привод водоподающего насоса:  
 1 - двигатель В2-500АВ-СЗ; 2 - главный фрикцион; 3 - вал промежуточный (муфта зубчатая); 4 - четырехскоростная коробка передач; 5 - муфта зубчатая; 6 - навесной редуктор; 7 - плунжерный насос; 8 - двигатель ЯМЗ-238; 9 - сцепление; 10 - коробка передач; 11 - вал карданный; 12 - раздаточная коробка; 13 - коробка отбора мощности; 14 - вал карданный; 15 - многоступенчатый водоподающий центробежный насос; 16 - промежуточная опора

- наполнить мерный бак от постороннего источника;
- сбросить жидкость из плунжерного насоса в мерный бак при зарядке насоса или после окончания работы;

- забрать плунжерным насосом промывочную жидкость из постороннего источника по обе стороны насосной установки и закачать ее по нагнетательной линии в скважину или какую-либо другую емкость.

Кинематическая схема установки приведена на рис. 6.9.

Всасывающая линия центробежного насоса расположена с левой, а плунжерного насоса - с правой стороны по ходу автомобиля.

Вспомогательный трубопровод состоит из девяти труб высокого давления, семи шарнирных колен, 100-мм шланга всасывающего и 50-мм шлангов нагнетательного, сброса и продувки манифольда. Трубы высокого давления уложены в стойках, расположенных под и на настиле установки. Каждая труба с одной стороны имеет гнездо конуса, а с другой стороны - конус с накидной гайкой.

Всасывающий шланг резинотканевый гофрированный, длиной 4 м, нагнетательный длиной 10 м, а шланг продувки манифольда - 5 м.

Мерный бак вместимостью 5,5 м<sup>3</sup> сварной конструкции разделен перегородкой на две равные половины, в каждой из которых установлены указатели уровня с ценой деления 0,1 м<sup>3</sup>.

В днище бака вмонтированы донные клапаны для плунжерного и водопадающего насосов, которые позволяют соединить каждую половину бака или обе вместе с приемными линиями манифольда.

**Установка насосная УНБ1-160х40** (рис. 6.10), смонтированная на шасси автомобиля КраЗ-250, предназначена для нагнетания различных жидких сред при цементировании скважин в процессе бурения, капитального ремонта скважин и проведении промывочно-продавочных работ в нефтяных и газовых скважинах.

Для монтажа навесного оборудования на шасси автомобиля устанавливают две дополнительные рамы, на которых монтируют: поршневой цементировочный насос типа 9ТМ, дополнительный верхний двигатель марки ГАЗ-52 А для привода центробежного водяного насоса типа ЦНС38-154, мерный бак, трубы, шарнирные колена разборного трубопровода, защитный кожух поршневого насоса, выхлопную трубу с искрогасителем, выведенную вверх и снабженную кожухом для защиты обслуживающего персонала от ожогов, манифольд, донные клапаны и электрооборудование.

Привод насоса 9ТМ осуществляется от двигателя автомобиля КраЗ-250 посредством коробки отбора мощности, установленной на фланце раздаточной коробки автомобиля.

Манифольд установки состоит из приемной и нагнетательной линий. Приемная линия насоса 9ТМ при помощи установленных на ней шиберных заслонок позволяет забирать жидкость как из мерного бака, так и из цементного бачка, установленного на земле.

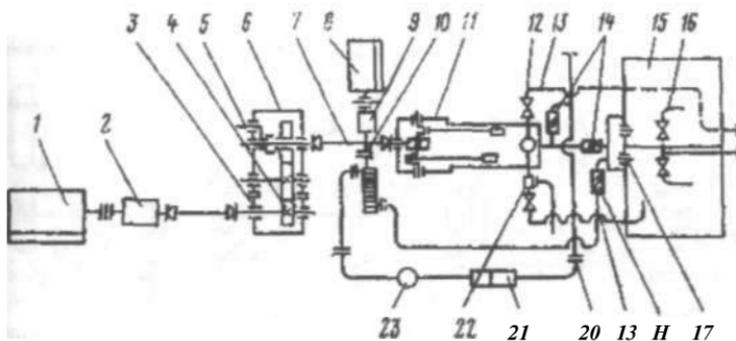


Рис. 6.10. Кинематическая схема установки УНБ1-160х40

- 1 - двигатель ЯМЗ-238; 2 - коробка передач; 3 - раздаточная коробка автомобиля; 4 - шестерня высшей передачи первичного вала раздаточной коробки; 5 - рычаг включения насоса 9ТМ; 6 - коробка отбора мощности; 7 - карданный вал; 8 - двигатель ГАЗ-52А; 9 - коробка передач; 10 - муфта; 11 - насос, 9ТМ; 12 - кран высокого давления; 13 - нагнетательная линия; 14 - заслонка; 15 - мерный бак; 16 - наливная линия; 17 - донные клапаны; 18 - заслонка; 19 - линия сброса; 20 - приемная линия насоса 9ТМ; 21 - бачок для цементного раствора; 22 - кран сброса давления; 23 - цементосмеситель

Жидкость из цементного бачка можно забирать с правой или левой стороны установки с помощью шланга, присоединяемого к приемному трубопроводу.

На приемной линии насоса ЦНС, соединяющей насос с нижней камерой мерного бака, установлена шибберная заслонка. Нагнетательная линия этого насоса выведена под настил с левой стороны установки и заканчивается гнездом уплотнения, к которому на месте проведения работ присоединяют резиновый рукав для подачи жидкости в цементосмеситель. Количество жидкости, подаваемой насосом ЦНС, регулируют изменением частоты вращения двигателя. Водоподающий насос оборудован системой продувки выхлопными газами двигателя для удаления жидкости из насоса после окончания работы при минусовых температурах и прогрева насоса.

## Вопрос 6.2. Смесительные установки

**Цементосмесительная установка 2СМН-20** предназначена для транспортирования сухих тампонажных материалов, регулирования подачи этих материалов винтовыми конвейерами и приготовления тампонажных растворов при цементировании нефтяных и газовых скважин в районах с умеренным климатом.

Установка состоит из бункера с двумя рабочими винтовыми конвейерами и одним загрузочным винтовым конвейером с откидной нижней частью, коробки отбора мощности, привода загрузочного

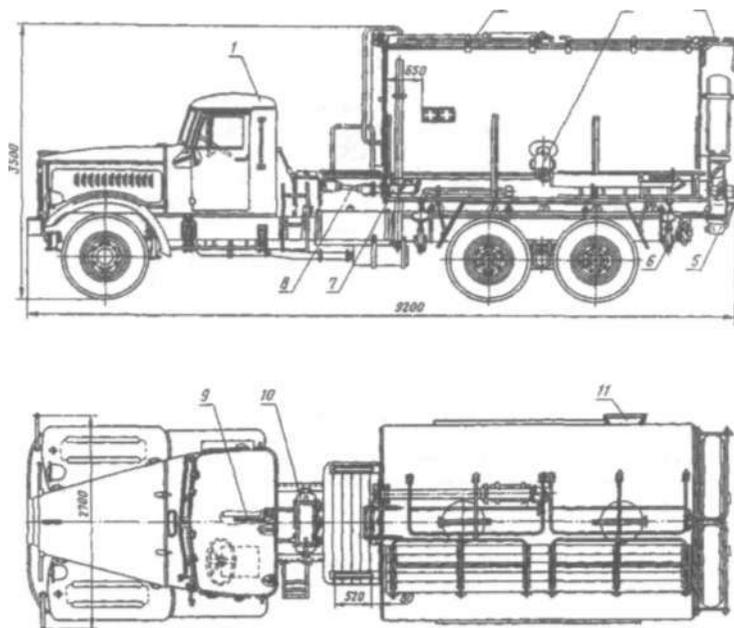


Рис. 6.11. Цементосмесительная установка 2СМН-20:

- 1 - автошасси КрАЗ-257Б1А; 2-привод загрузочного винтового конвейера;
- 3 - загрузочный винтовой конвейер; 4 - кран-укосина; 5 - гидросмесительное устройство; 6 - домкраты; 7 - рабочий винтовой конвейер; 8 - установка карданных валов; 9 -рычаг включения коробки отбора мощности; 10 -коробка отбора мощности; 11 - загрузочный бункер

конвейера, гидросмесительного устройства струйного типа со сменными шелевидными насадками и пульта управления, расположенного в хвостовой части установки.

Привод всех механизмов - от тягового двигателя автомобиля.

Управление установкой - из кабины автомобиля.

**Цементосмесительная установка 1СМР - 20** предназначена для транспортирования сухих тампонажных материалов, регулирования подачи этих материалов винтовыми конвейерами и приготовления тампонажных растворов при цементировании нефтяных и газовых скважин в районах с умеренным климатом,

Установка состоит из бункера, силового агрегата с двигателем ГАЗ-52, редуктора, цепной передачи, гидросмесительного устройства струйного типа, винтовых конвейеров для загрузки бункера тампонажным материалом и выдачи его в приемную камеру при приготовлении раствора. Все оборудование установки смонтировано на общей раме,

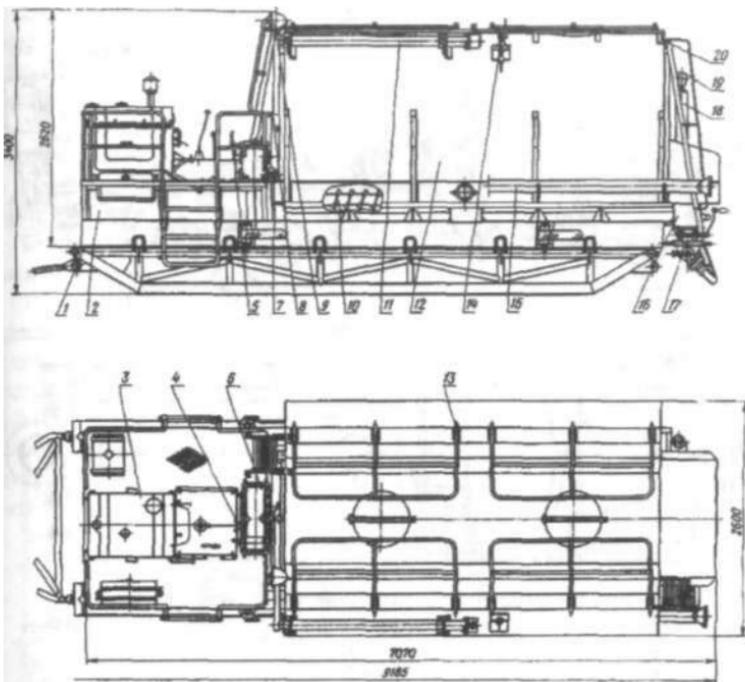


Рис. 6.12. Цементосмесительная установка ICMP-20:

- 1 - сани; 2 -рама; 3 - силовой агрегат с двигателем ГАЗ-52; 4 - муфта; 5-рычаг включения редуктора; 6 - редуктор; 7 - муфта; 8 - цепная передача; 9 - фара;
- 10- рабочий винтовой конвейер; 11 - привод загрузочного винтового конвейера;
- 12 - бункер; 13 - площадка; 14 - кран-укосина; 15 - загрузочный винтовой конвейер;
- 16 - приемная камера; 17 - гидросмесительное устройство; 18 - компенсатор;
- 19 - манометр; 20 - лестница

приспособленной для транспортирования установки на внешней подвеске вертолета МИ-6. Кроме того, установка укомплектована специальными санями для транспортирования волоком с помощью тягача.

Привод винтовых конвейеров - от установленного на раме двигателя ГАЗ-52 через редуктор и цепную передачу.

Управление установкой - с поста, расположенного на площадке у силового агрегата.

**Цементосмесительная установка ЗАС - 30** предназначена для транспортирования сухих тампонажных материалов, регулируемой подачи этих материалов и приготовления тампонажных растворов при цементировании нефтяных и газовых скважин в районах с умеренным климатом.

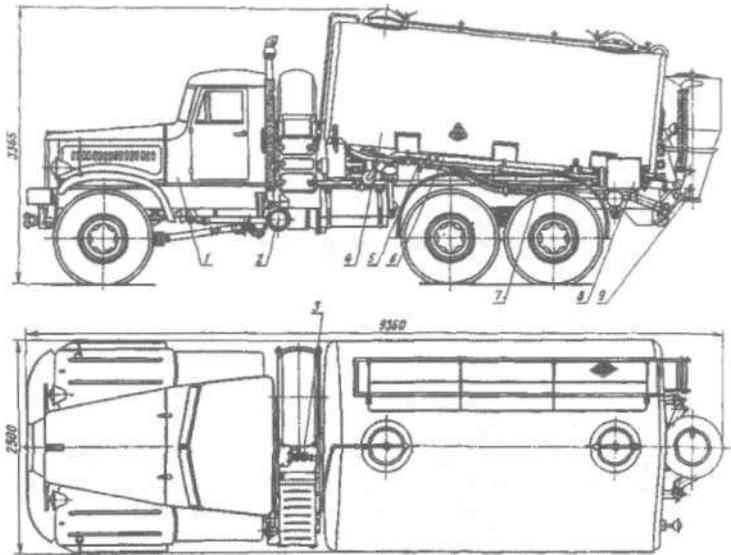


Рис. 6.13. Цементосмесительная установка ЗАС-30:

- 1 - автошасси КрАЗ-255Б; 2 - искрогаситель; 3 - трансмиссия; 4 - цистерна;  
 5 - пневмосистема; 6 - манифольд; 7 - брызговик; 8 - пульт управления;  
 9 - гидросмесительное устройство

Установка состоит из цистерны, гидросмесительного устройства струйного типа, компрессора, пневмосистемы, водоподающего центробежного насоса, манифольда, трансмиссии и пульта управления.

Цистерна овального сечения, с двумя аэроднищами и сепаратором для деаэрации разгружаемого тампонажного материала.

Между кабиной автомобиля и цистерной на раме смонтирован ротационный компрессор - вакуум-насос РКВН-6.

Привод компрессора и насоса - от тягового двигателя автомобиля через коробку отбора мощности и карданные валы.

Система подачи цемента из цистерны - пневматическая.

Регулирование производительности разгрузки цемента осуществляется изменением давления воздуха и изменением сечения разгрузочного патрубка.

Управление установкой - централизованное, с поста, расположенного в хвостовой части установки у гидросмесительного устройства.

По требованию заказчика установка может быть укомплектована водоподающим насосом, в качестве которого применяют центробежный насос 4К-6.

**Цементосмесительная установка СМ - 4М** предназначена для транспортирования сухих тампонажных материалов и механизированного приготовления тампонажного раствора при капитальном ремонте скважин в районах с умеренным и холодным климатом.

Установка состоит из бункера, рабочего винтового конвейера, привода винтового конвейера, гидросмесительного устройства струйного типа со сменными штуцерами и контрольно-измерительных приборов.

Бункер представляет собой емкость с наклонными боковыми стенками для перевозки сухого цемента.

Рабочий винтовой конвейер служит для подачи цемента из бункера через приемную воронку в гидросмесительное устройство; приводится в движение от тягового двигателя через коробку отбора мощности (установленную на раздаточной коробке автомобиля), карданный вал, редуктор и предохранительную муфту.

На задней стенке бункера установлен пневматический вибратор. Питание вибратора осуществляется от разобщительного крана пневмосистемы автомобиля через специальный пробковый кран.

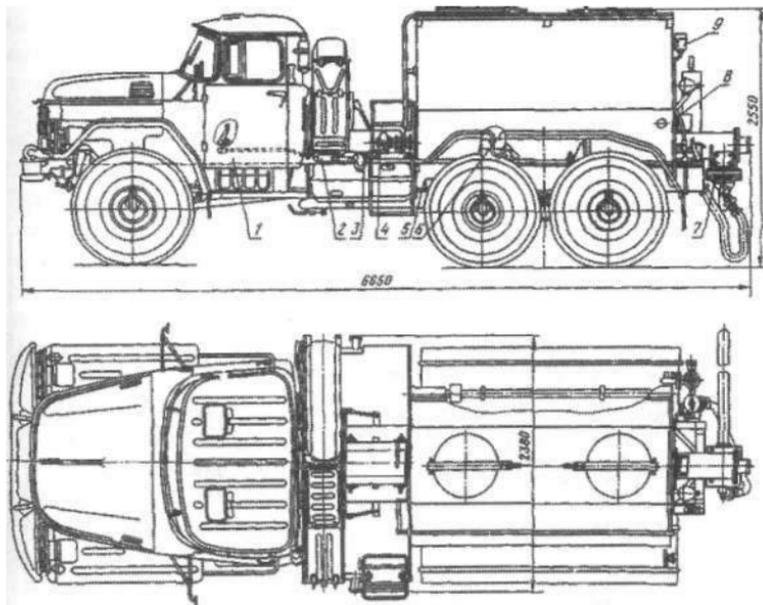


Рис. 6.14. Цементосмесительная установка СМ - 4М:

- 1-автомобильный шасси ЗИЛ-131А; 2 - коробка отбора мощности; 3- карданный вал; 4 - редуктор; 5 -бункер; 6 - винтовой конвейер; 7 - гидросмесительное устройство; 8-щиток приборов; 9 - пневматический вибратор

**Пескосмесительная установка УСП - 50** предназначена для транспортирования песка и прочих сухих смесей, приготовления песчано-жидкостной смеси и подачи ее на вход насосных установок при гидравлическом разрыве пластов, гидropескоструйной перфорации и других работах в районах с умеренным климатом.

Установка состоит из двухсекционного бункера с загрузочным и рабочим винтовыми конвейерами, смесителя с лопастной мешалкой, пескового центробежного одноступенчатого насоса, манифольда, гидросистемы и поста управления.

Бункер квадратного сечения, с коническим днищем, разделен сплошной перегородкой на два равных отсека, позволяющих одновременно транспортировать песок (или смеси) различных фракций. В верхней крышке каждого отсека имеется люк. Внутри бункера смонтированы рабочий и загрузочный винтовые конвейеры.

Рабочий винтовой конвейер служит для подачи песка из отсеков бункера в смеситель при приготовлении песчано-жидкостной смеси.

Загрузочный винтовой конвейер предназначен для загрузки бункера песком в полевых условиях при отсутствии посторонних загрузочных устройств.

Смеситель предназначен для приготовления песчано-жидкостных смесей. Представляет собой цилиндрическую емкость с коническим днищем, закрытую сверху крышкой. Внутри смесителя смонтированы лопастная мешалка и поплавковый уровнемер.

Коническое днище смесителя заканчивается патрубком для отбора готовой смеси и подачи ее к насосным установкам.

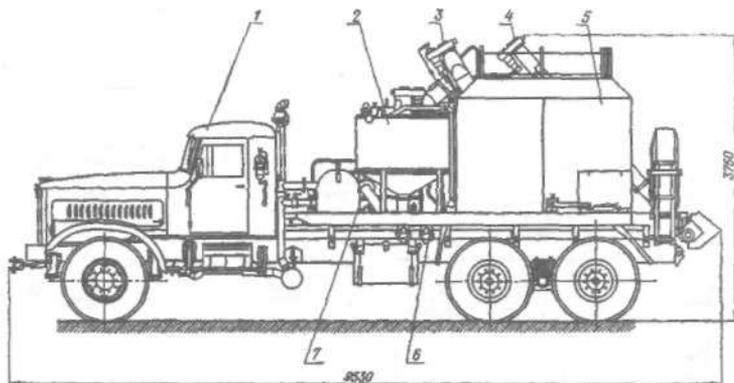


Рис. 6.15. Пескосмесительная установка УСП - 50:  
1 - автошасси КрАЗ-257Б1А; 2 - смеситель с лопастной мешалкой; 3 - рабочий винтовой конвейер; 4 - загрузочный винтовой конвейер; 5 - бункер; 6 - манифольд; 7 - песковый насос

Песковым насос предназначен для отбора готовой смеси из смесителя и подачи ее к насосным установкам с подпором 0,2...0,3 МПа. Привод - от тягового двигателя через коробку отбора мощности, одноступенчатый цепной редуктор и цилиндрическую зубчатую передачу.

Манифольд состоит из приемного и раздающего трубопроводов. К раздающему трубопроводу могут быть одновременно присоединены четыре насосные установки.

Рабочий и загрузочный винтовые конвейеры и лопастная мешалка смесителя приводятся в действие гидромоторами Г15-23 через одноступенчатые редукторы. Масло для работы гидромоторов подается двухсекционным масляным насосом 25П2-23, приводимым от тягового двигателя автомобиля через коробку отбора мощности.

Привод гидромоторов - от масляного насоса гидросистемы установки.

Пост управления установкой расположен у бункера. На посту на специальном щите размещены дроссели управления гидромоторами винтовых конвейеров и мешалки, манометры гидросистемы, тахометры рабочего винтового конвейера и пескового насоса и термометр для замера температуры в масляном баке. К посту выведено управление двигателем автомобиля и коробками отбора мощности привода пескового насоса. Управление масляным насосом - из кабины автомобиля.

**Смесительная установка УС6 - 30** (рис. 6.16) предназначена для транспортировки сухих тампонажных материалов, а также для аккумуляирования их у скважины, механически регулируемой подачи этих материалов винтовыми конвейерами и приготовления тампонажных растворов.

Установка состоит из бункера, коробки отбора мощности, трансмиссии, загрузочного и дозировочных винтовых конвейеров, смесительного устройства, системы управления и вспомогательного оборудования.

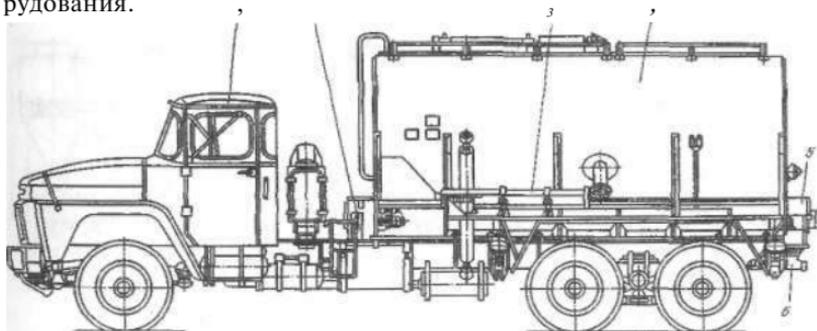


Рис. 6.16. Смесительная установка УС6 - 30:

- 1 - автошасси КрАЗ-250; 2 - коробка отбора мощности; 3 - загрузочный шнек;  
4 - бункер; 5 - смесительное устройство; 6 - пост управления

Бункер, предназначенный для аккумуляции транспортируемого тампонажного материала, представляет собой емкость, боковые и передняя стенки которой имеют угол наклона, превышающий естественный угол откоса цемента. В верхней части бункера предусмотрены два люка с крышками, днище выполнено в виде двух параллельных корыт, в которых размещены дозирочные винтовые конвейеры.

Смесительное устройство - гидровакуумного типа с поворотной щелевидной насадкой, работает по принципу струйного насоса и представляет собой камеру с диффузором, переходящим в сливную трубу. Отличительная особенность смесительного устройства - возможность регулирования плотности раствора без замены насадки, а также изменением проходного сечения сбросного ствола краном ГРПП.

Привод винтовых конвейеров - от двигателя автомобиля через коробку отбора мощности и карданные валы.

Управление установкой - дистанционное централизованное, с поста, расположенного в задней части установки у смесительного устройства.

**Смесительная установка УС - 30** предназначена для транспортирования сыпучего материала, пневматической подачи его и приготовления тампонажных растворов.

Установка состоит из двух бункеров цилиндрической формы, коробки отбора мощности с карданным валом, ротационного компрессора РКВН-6/1, пневматической системы разгрузки и загрузки тампонажного материала, системы централизованного управления, сепаратора, продуктопровода, приемной воронки, смесительного устройства и вспомогательных рукавов.

Отбор мощности для привода компрессора установки проводится при помощи коробки отбора, установленной на раздаточной коробке шасси автомобиля КрАЗ-250.

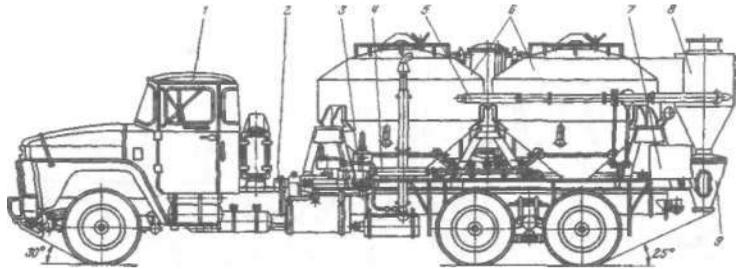


Рис. 6.17. Смесительная установка УС - 30:  
1 - автошасси КрАЗ-250; 2 - коробка отбора мощности с карданным валом;  
3 - ротационный компрессор РКВН-6/1; 4 - пневмосистема разгрузки и загрузки тампонажного материала; 5 - продуктопровод; 6 - бункеры; 7 - система управления;  
8 - сепаратор; 9 - приемная воронка

Установка, оборудованная устройством контроля количества тампонажного материала в бункерах, работает в режиме дозирования сухого тампонажного материала при приготовлении тампонажного раствора, а также в режиме загрузки.

Принцип дозирования заключается в следующем. Сжатый воздух от компрессора подается под аэроднища бункеров. Аэрированный цемент по разгрузочному трубопроводу поступает в сепаратор, где цемент отделяется от воздуха и через приемную воронку сыпается в смесительное устройство гидроструйного типа.

Загрузка установки осуществляется вакуумным способом с применением того же компрессора, или гравитационным способом - через верхние люки бункеров.

**Установки пескосмесительные 4ПА и УСП - 50** предназначены для транспортирования песка, приготовления песчаножидкостной смеси и подачи ее на прием насосных установок при гидроразрыве нефтяных и газовых пластов, а также при гидropескоструйной перфорации в скважинах.

Установка 4ПА (рис. 6.18) состоит из бункера, разделенного перегородкой на две секции для песка двух различных фракций; прикрепленных к стенкам бункера пневмовибраторов; рабочего и разгрузочного шнеков; регулятора выдачи сыпучего материала; смесителя, представляющего собой цилиндрическую емкость с коническим днищем и лопастной мешалкой; раздаточного и приемного коллектора, а также центробежного пескового насоса.

Бункер установки с днищем конической формы разделен продольной перегородкой на два одинаковых отсека, что позволяет одновременно транспортировать песок (или смеси) двух фракций. Осмотр и очистка отсеков проводятся через люки в крышке, которые снабжены

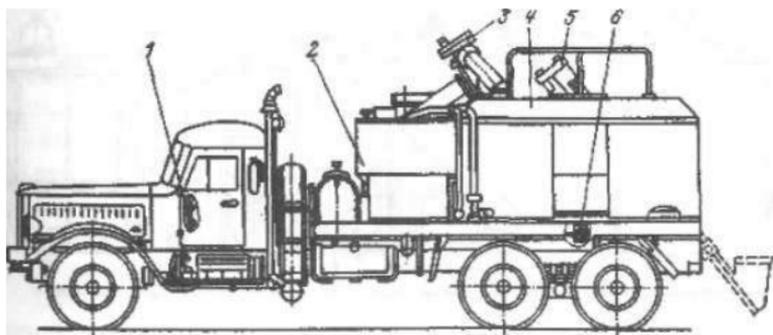


Рис. 6.18. Агрегат 4ПА:

1- пульт управления; 2 - аккумулятор; 3 - рабочий шнек; 4 - сварной бункер;  
5 - разгрузочный шнек; 6 - пневмовибратор

металлическими решетками, препятствующими попаданию в бункер крупных твердых включений.

Шнек загрузочный составной во время переезда отводится в сторону и крепится к монтажной раме.

С помощью рабочего шнека песок подается из отсеков бункера в аккумулятор (смеситель) для приготовления смеси. На коническом днище бункера предусмотрены два пневмовибратора, приводимых от пневмосистемы автомобиля и улучшающих условия поступления песка в рабочий шнек. Аккумулятор смеси - емкость с лопастной мешалкой и поплавковым указателем уровня. Готовая песчаножидкостная смесь из аккумулятора отбирается Песковым насосом, установленным на раме установки, и подается к насосным установкам.

Привод узлов осуществляется от тягового двигателя автомобиля. Для привода шнеков, а также для лопастных мешалок применяются гидростатические передачи с гидромоторами. Управление осуществляется одним оператором с пульта, расположенного в кабине автомобиля.

**Установка пескосмесительная УСПР - 63** предназначена для работы на морских стационарных платформах и приэстакадных площадках с целью подготовки и транспортирования песчаной гидросмеси при осуществлении процессов гидроразрыва пластов и гидropескоструйной перфорации в нефтяных и газовых скважинах.

Установка (рис. 6.19) состоит из бункера, рабочих винтовых конвейеров, регулятора подачи сыпучих материалов в смеситель, смесителя, пескового насоса, дизеля К-270-Н1/1, редуктора, гидросистемы, загрузочного винтового конвейера, манифольда и пульта управления.

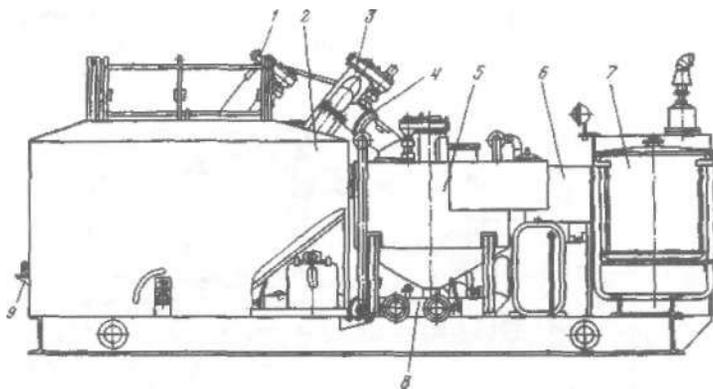


Рис. 6.19. Установка пескосмесительная УСПР - 63:  
1 - гидросистема; 2 - бункер; 3 - рабочие винтовые конвейеры; 4 - регулятор подачи сыпучих материалов в смеситель; 5 - смеситель; 6 - пульт управления; 7 - дизель К-270Н1/1; 8 - манифольд; 9 - загрузочный винтовой конвейер

Бункер - прямоугольного сечения, с двумя коническими днищами, разделен продольной перегородкой на два равных отсека, позволяющих одновременно транспортировать песок двух фракций. Внутри бункера в его продольную перегородку вмонтирован корпус загрузочного винтового конвейера. В каждом отсеке имеется свой рабочий конвейер. В верхней крышке каждого отсека имеется люк.

Рабочий конвейер служит для подачи песка из отсеков бункера в смеситель для приготовления песчаной гидросмеси.

Загрузочный конвейер используется для загрузки бункера песком, когда посторонние загрузочные механизмы отсутствуют.

Смеситель, предназначенный для приготовления песчаной гидросмеси, представляет собой цельнометаллическую цилиндрическую емкость с коническим днищем, закрытую сверху крышкой. Внутри смесителя смонтированы лопастная мешалка и поплавковый указатель уровня. Коническое днище смесителя оканчивается патрубком для отбора готовой песчаной гидросмеси.

Отбор готовой смеси из смесителя и подача ее на прием насосных установок проводятся пусковым насосом.

Привод - от дизеля через редуктор и карданный вал.

Манифольд позволяет при необходимости отбирать готовую смесь непосредственно насосными установками, минуя песковой насос. Одновременно можно присоединить четыре насосные установки.

Рабочий и загрузочный винтовые конвейеры и лопастная мешалка смесителя приводятся в действие гидромоторами и управляются с центрального поста.

### **Вопрос 6.3. Автоцистерны**

**Автоцистерна АЦПП - 21 - 5523А** предназначена для транспортирования неагрессивных жидкостей и подачи их к насосным установкам при гидравлическом разрыве пластов, гидropескоструйной перфорации, кислотной и углекислотной обработке призабойной зоны нефтяных и газовых скважин в районах с умеренным климатом.

Автоцистерна позволяет производить следующие операции:

- наполнять собственную цистерну жидкостью из посторонней емкости с уровнем жидкости не ниже уровня земли;
- подавать жидкость (с замером ее количества) из собственной цистерны на вход насоса высокого давления насосной установки;
- подавать жидкость из посторонней емкости, минуя собственную цистерну.

Оборудование цистерны включает в себя цистерну, насосный блок с трансмиссией, манифольд, систему самовсасывания и другое вспомогательное оборудование.

Цистерна - сварная, с сечением овальной формы; разделена волногасителями на шесть отсеков. На переднем днище расположен проходной пробковый кран, через который цистерна с помощью своего насоса может заполняться рабочей жидкостью. В задней части цистерны имеется люк-лаз для осмотра, ремонта и заполнения цистерны рабочей жидкостью. На заднем днище цистерны смонтирован указатель уровня поплавкового типа.

Трансмиссия состоит из коробки отбора мощности, закрепленной на раздаточной коробке автомобиля, карданного вала и редуктора с центробежным насосом.

Управление коробкой отбора мощности - механическое, из кабины автомобиля.

**Нефтепромысловые автоцистерны АЦН - 11 - 257, АЦН - 7,5 - 5334, Цр - 7АП и Цр - 7АПС** предназначены для транспортирования жидких сред (кроме кислот, щелочей и других агрессивных сред) температурой до  $+80^{\circ}\text{C}$  и подачи их к передвижным насосным и смесительным установкам при гидравлическом разрыве пласта, цементировании скважин и других промывочно-продавочных работах.

Автоцистерны АЦН-11-257, АЦН-7,5-5334 и Цр-7АП можно использовать в районах с умеренным климатом, а автоцистерну Цр-7 АПС - в районах с умеренным и холодным климатом (район 1 «б»).

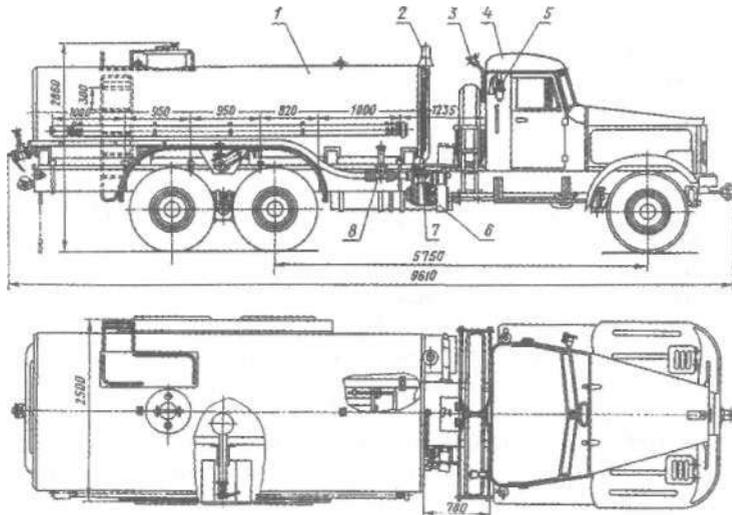


Рис. 6.20. Нефтепромысловая автоцистерна АЦН - 11 - 257:  
 1 - цистерна; 2 - установка искрогасителя; 3 - установка фары и тахометра;  
 4 - автошасси КрАЗ-257131 А; 5 - огнетушитель ОУ-2; 6 - насосный блок;  
 7 - система самовсасывания; 8 - манифольд

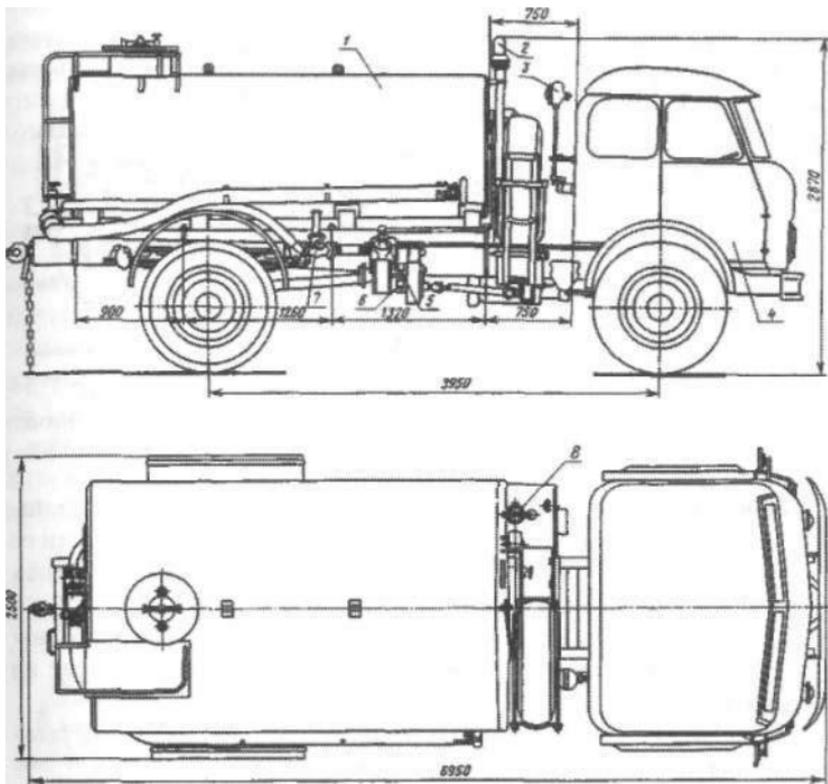


Рис. 6.21. Нефтепромысловая автоцистерна АЦН-7,5-5334:

- 1 - цистерна; 2 - установка искрогасителя; 3 - установка фары и тахометра; 4-автошасси МАЗ-5334; 5 - система самовсасывания; 6 - насосный блок; 7 - манифольд; 8 - огнетушитель ОУ-2

Каждая автоцистерна включает в себя цистерну, насосный блок с системой самовсасывания, манифольд, трансмиссию и другое оборудование, смонтированное на автошасси.

Цистерна - сварная, с сечением овальной формы; оборудована волногасителями. В верхней части цистерны расположен люк-лаз с дыхательными клапанами на крышке и площадка с ограждением.

Цистерна оснащена указателем уровня поплавкового типа.

Подогрев жидкости в автоцистернах АЦН-11-257, АЦН-7,5-5334 и Цр-7АП - от постороннего источника тепла через трубопровод в цистерне; в автоцистернах Цр-7АПС - подогревателем ПЖД-44Б через жаровые трубы.

Привод насосного блока - от тягового двигателя автомобиля через коробку отбора мощности и редуктор.

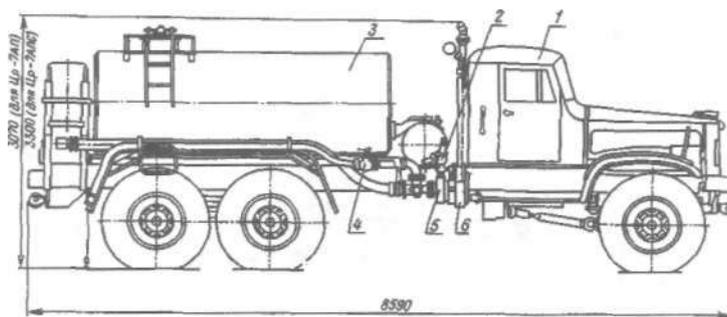


Рис. 6.22. Нефтепромысловые автоцистерны ЦР-7АП и ЦР-7АПО.  
1 - автошасси КрАЗ-255Б; 2 - всасывающее устройство; 3 - цистерна; 4 - манифольд;  
5 - центробежный насос 4НКЭ-5Х1 в блоке с редуктором-ускорителем; 6 - редуктор

**Кислотовоз КП - 6,5** предназначен для перевозки раствора ингибированной соляной кислоты (концентрацией 8...21 %) и подачи ее на прием насосной установки или в другие резервуары в районах с умеренным климатом.

Кислотовоз включает в себя цистерну, центробежный насос, вакуумную систему, манифольд и трансмиссию, смонтированные на автошасси.

Цистерна - гуммированная; разделена на два отсека по 3 м<sup>3</sup> каждый; оснащена поплавковым указателем уровня.

Центробежный насос приводится от тягового двигателя автомобиля через коробку отбора мощности, карданную передачу и редуктор.

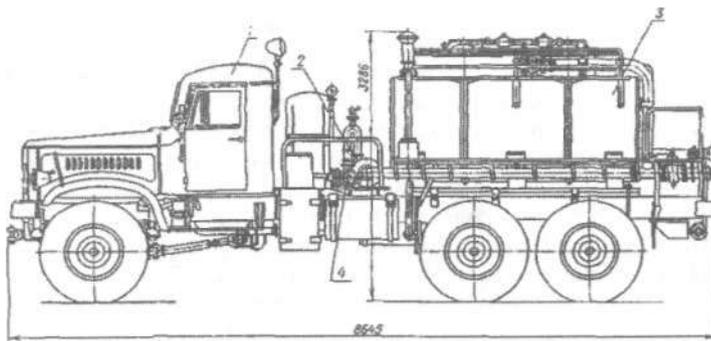


Рис. 6.23. Кислотовоз КП - 6,5:  
1 - автошасси.КрАЗ-255Б; 2 - центробежный насос; 3 - цистерна;  
4 - манифольд

Вакуумная система состоит из газоструйного эжектора, вакуумного клапана, а также механизма управления; предназначена для заполнения насоса перекачиваемой жидкостью перед началом работы.

Кислотовоз оборудован прицепом ЦПК-6 с цистерной.

### Вопрос 6.4. Устьевое и вспомогательное оборудование

Блоки манифольда 1БМ - 700 и 1БМ - 700С предназначены для обвязки насосных установок между собой и с устьевым оборудованием при нагнетании жидкости в скважину в районах с умеренным климатом (блок манифольда 1БМ-700) и с умеренным и холодным климатом (при температуре до  $-50^{\circ}\text{C}$ , район 1 «б») (блок манифольда 1БМ-700С).

Каждый блок манифольда состоит из напорного и приемно-раздаточного коллекторов, комплекта труб с шарнирными соединениями и подъемной стрелы.

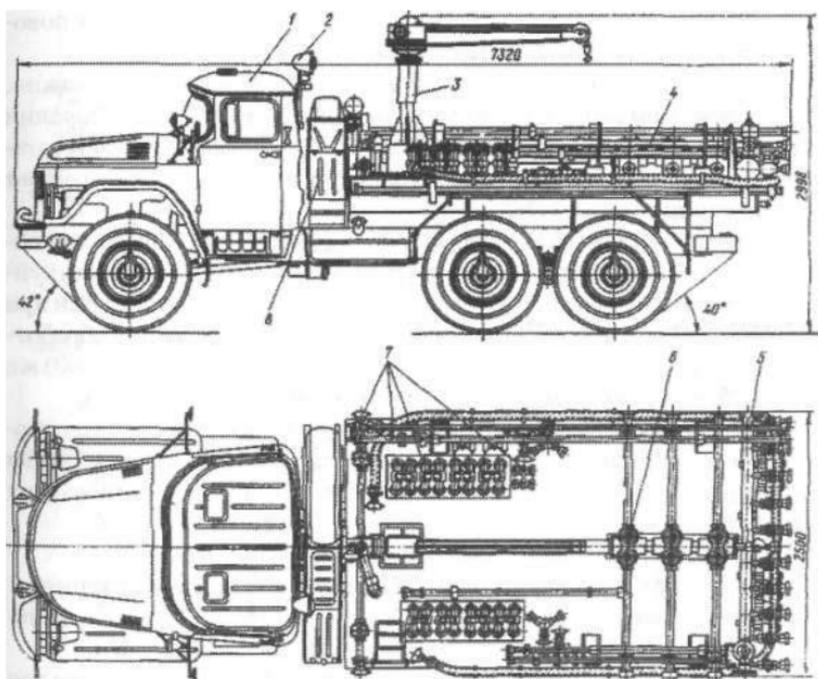


Рис. 6.24. Блоки манифольда 1БМ - 700 и 1БМ - 700С;  
 / - автошасси ЗИЛ-131; 2 - фара; 3 - поворотная стрела; 4 - вспомогательный трубопровод; 5- раздающий коллектор; 6 - клапанная коробка; 7 - комплект напорных труб с фитингами; 8 - ящик для инструментов

Напорный коллектор состоит из трех клапанных коробок с шестью отводами, служащими для присоединения напорных линий насосных установок. С одной стороны к каждой клапанной коробке прикреплен проходной кран с зубчатым сектором, с другой стороны прикреплена центральная труба, заканчивающаяся тройником с предохранительным клапаном и двумя патрубками с пробковыми кранами и накидными гайками для присоединения напорных трубопроводов, которыми оснащена арматура устья скважины. Каждый отвод - с обратным клапаном.

Приемно-раздаточный коллектор служит для подачи рабочей жидкости к насосным установкам. Коллектор представляет собой трубу с приваренными к ней десятью ниппелями, к каждому из которых привернут пробковый кран. На коллекторе установлен предохранительный клапан многократного действия.

Блок манифольда оснащен насосно-компрессорными трубами вспомогательного напорного трубопровода с шарнирными коленами.

На платформе автомобиля имеется площадка для перевозки устьевого арматуры, погрузка и разгрузка которой производится поворотной стрелой блока манифольда.

Применение блока манифольда при цементировании скважин, гидравлическом разрыве пластов и гидропескоструйной перфорации сокращает время монтажа и демонтажа коммуникации обвязки установок между собой и с устьевой головкой и значительно упрощает эти операции.

**Арматура устья 2АУ - 700 и 2АУ - 700С** предназначена для обвязки устья скважин с насосными установками при гидропескоструйных процессах, гидравлическом разрыве пластов, цементировании при капитальном ремонте, промывке песчаных пробок, кислотной обработке и других процессах в районах с умеренным климатом (2АУ-700) и с умеренным и холодным (район 1 «б») климатом (2АУ-700СУ).

Арматура устья позволяет производить спуск (подъем) насосно-компрессорных труб с муфтами без нарушения герметизации устья скважины; она состоит из трубной и устьевой головок и элементов их обвязки.

На трубной головке установлен манометр с разделителем.

Устьевая головка укомплектована резиновой манжетой, герметизирующей межтрубное пространство. На устьевой головке установлен манометр с разделителем и предохранительный клапан.

**Устьевая цементировочная головка типа ГУЦ** предназначена для обвязки устья при цементировании нефтяных и газовых скважин.

Устьевая цементировочная головка состоит из корпуса, крышки с манометром, двух винтовых стопоров, проходных пробковых кранов, верхней цементировочной пробки и элементов обвязки.

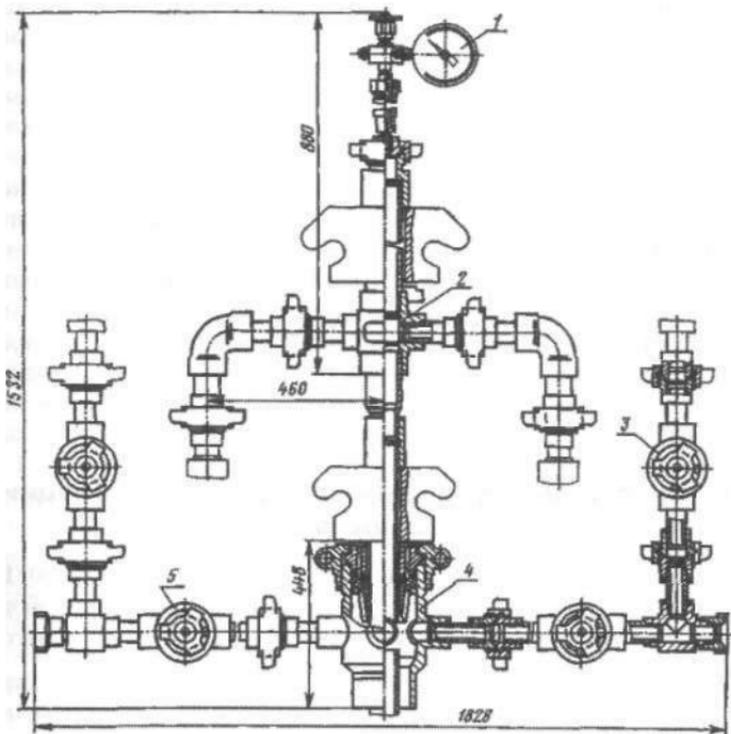


Рис. 6.25. Арматура устья 2АУ - 700 и 2АУ - 700СУ;  
 1 - манометр; 2 - трубная головка; 3, 5 - пробковые краны; 4 - устьевая головка

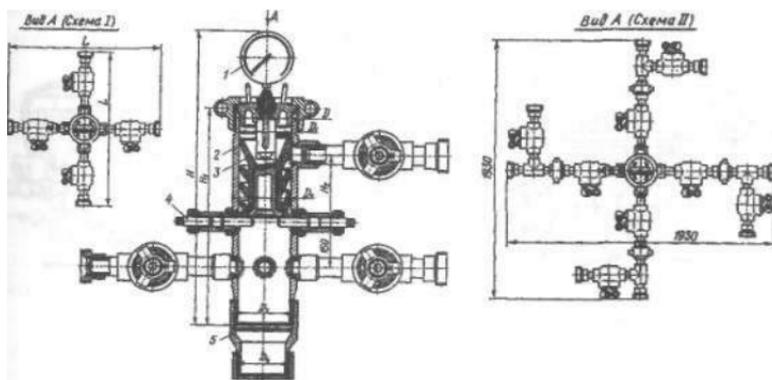


Рис. 6.26. Устьевая цементировочная головка типа ГУЦ:  
 1 - манометр; 2 - корпус цементировочной головки; 3 - цементировочная пробка;  
 4 - стопор; 5 - переводник

Конструкцией корпуса головки предусмотрены пять подводов, четыре из которых расположены в нижней части корпуса (в одной плоскости), а пятый - в верхней части. Каждый подвод оборудован проходным пробковым краном условным проходом 40 мм. Головка оснащена устройством для сброса избытка давления в период твердения тампонажного раствора.

В крышке смонтировано разделительное устройство, заполненное маслом, для предохранения манометра от контакта с перекачиваемыми растворами. Винтовые стопоры, расположенные один против другого над нижними подводами, предназначены для удержания цементировочной пробки в верхнем положении.

Устьевая, цементировочная головка каждого типоразмера предназначена, как правило, для обсадных колонн двух диаметров. К колонне одного диаметра головка присоединяется непосредственно, к колонне другого диаметра - с помощью переводника.

### Вопрос 6.5. Оборудование для депарафинизации скважин

**Промысловая паровая передвижная установка ППУА-1600/100** предназначена для депарафинизации подземного и наземного оборудования скважин, а также для подогрева трубопроводов и другого нефтепромыслового оборудования.

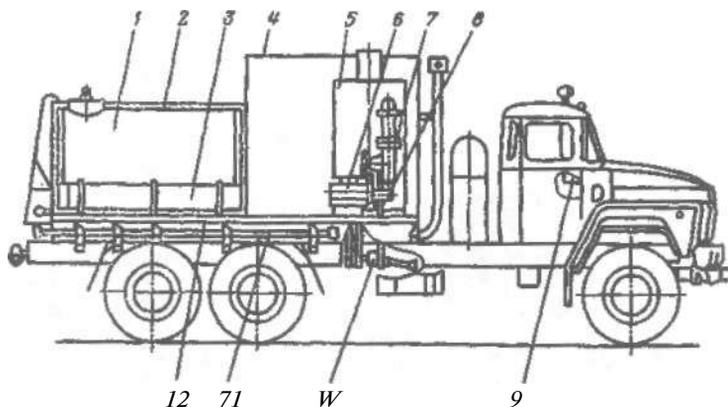


Рис. 6.27. Установка ППУА 1600/100 - 2:

- 1 - цистерна для воды; 2 - укрытие для цистерны; 3 - емкость для топлива; 4 - кузов;
- 5 - парогенератор; 6 - питательный насос; 7 - вентилятор высокого давления;
- 8 - топливный насос; 9 - приборы КИПиА; 10 - привод установки;
- 11 - магистральные трубопроводы; 12 - монтажная рама принадлежностей

Парогенераторные установки выпускают в двух исполнениях, имеющих обозначения: на шасси автомобиля КрАЗ-250-ППУА-1600/100- 1 и на шасси КрАЗ-260-ППУА-1600/100-2.

Оборудование установки (рис. 6.27), включающее котел паровой, цистерну, бак топливный, топливный и водяной насосы, вентилятор, электрооборудование, контрольно-измерительные приборы, обвязочные трубопроводы и силовую передачу, размещено на монтажной раме автомобиля и закрыто металлическим кузовом. Рама и кузов теплоизолированы. Привод оборудования установки осуществляется от тягового двигателя автомобиля через силовую передачу. Паровой котел, вентилятор высокого давления, насосы для подачи питательной воды и топлива в котел расположены в передней части монтажной рамы, а емкость для питательной воды и топлива - в задней части. Котел паровой вертикальный, цилиндрический, прямоточный с нижним расположением горелочного устройства.

Поверхность нагрева выполнена в виде двух цилиндрических змеевиков - наружного и внутреннего. Управление работой установки - дистанционное, из кабины водителя, в которой расположены щит приборов, штурвалы регулирующего парового вентиля и вентиля для регулировки количества топлива, подаваемого в топку парового котла, и управления заслонкой вентилятора.

**Агрегат АДПМ** для депарафинизации скважин горячей нефтью предназначен для нагрева и нагнетания нефти в скважину с целью удаления со стенок труб отложений парафина. Агрегат можно использовать также для депарафинизации трапов, мерников, манифольдов и др. (рис. 6.28).

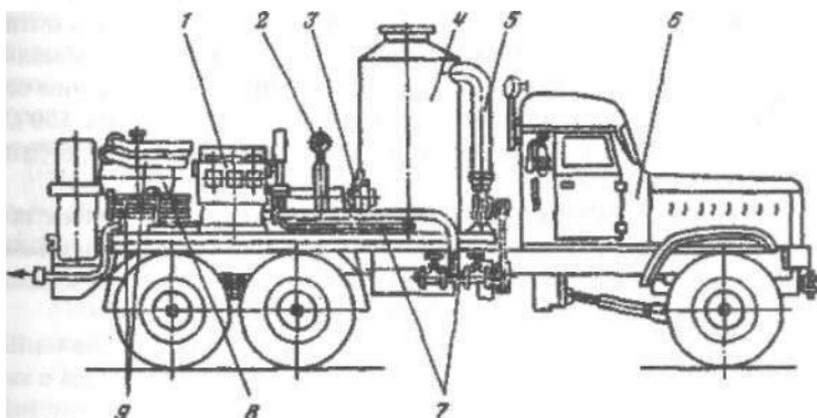


Рис. 6.28. Агрегат для депарафинизации скважин АДПМ:  
1 - нагнетательный насос; 2- система КИПиА; 3 - силовая передача;  
4 - нагреватель нефти; 5 - воздуховод; 6 - шасси автомобиля КрАЗ-255Б1А;  
7 - технологические трубопроводы; 8 - топливная система;  
9 - вспомогательные трубопроводы

Агрегат смонтирован на шасси автомобиля высокой проходимости КраЗ-255Б1А. Привод всех механизмов агрегата осуществляется от тягового двигателя автомобиля. Агрегатом управляют из кабины водителя. В качестве нагреваемой среды используют сырую нефть. Ресурс работы агрегата по запасу нефти равен 4 ч. Агрегат обслуживают два человека.

Весь агрегат состоит из нескольких узлов и систем: нагревателя змеевикового типа, нагнетательного насоса, силовой передачи, вспомогательного оборудования, трубопроводов, контрольно-измерительных приборов и системы автоматики.

Нагреватель представляет собой змеевик высокого давления, состоящий из конвекционной и радиационной частей и заключенный в двухстенный кожух. В нижней части нагревателя выложена топка, в которую через специальный люк введена форсунка. Здесь же смонтировано запальное устройство и сделан ввод для подачи инертного газа.

Принцип работы агрегата заключается в следующем. Нефть из емкости всасывается насосом и прокачивается через змеевики нагревателя. При своем движении по змеевикам нефть нагревается до определенной температуры и далее через напорный трубопровод нагнетается в скважину.

Перед вводом в эксплуатацию агрегата необходимо проверить комплектность и сохранность контрольно-измерительных приборов и регулирующей аппаратуры, провести расконсервацию оборудования агрегата, провести обкатку двигателя в соответствии с инструкцией по эксплуатации автомобиля.

Во время работы агрегата оператор должен поддерживать оптимальный режим его работы на данной передаче, контролируя нормальное функционирование систем агрегата по приборам и внешним осмотрам. Температура нагрева нефти не должна превышать 150°C, а давление, развиваемое агрегатом, максимальных значений для данного режима работы.

**Установка УДС-1М** (рис. 6.29) для депарафинизации труб скребками предназначена для механической очистки от парафина подъемных труб фонтанных, компрессорных и оборудованных погружными электронасосами нефтяных скважин.

Установка включает в себя лебедку со станцией управления ЦИКЛ-М для спуска и подъема скребка, лубрикатор для ввода в канал подъемных труб скребка с грузом при спуске его в скважину, индукционный сигнализатор положения СПИ-0,1 для остановки установки после возвращения скребка в верхнее исходное положение, скребок с грузом для снятия парафина с поверхности колонны насосно-компрессорных труб.

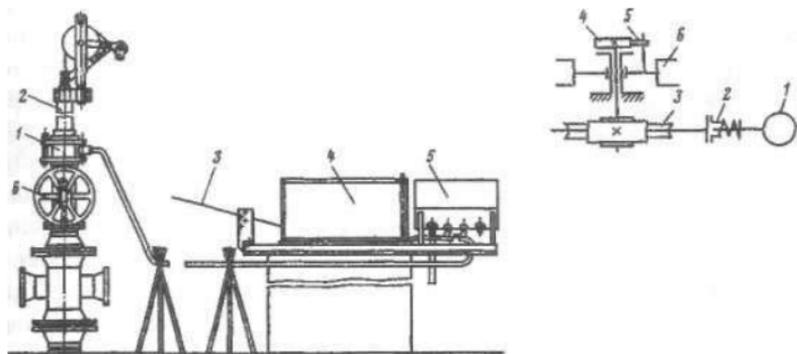


Рис. 6.29. Установка УДС-1М и ее кинематическая схема:

- а - УДС-1М: 1 - индукционный датчик; 2 - лубрикатор; 3 - проволока; 4 - лебедка;  
 5 - станция управления; 6 - скребок с грузом;  
 б - кинематическая схема; 1 - электродвигатель; 2 - муфта; 3 - редуктор червячный;  
 4 - храповое колесо; 5 - храповик; 6 - барабан

Лебедка предназначена для спуска и подъема скребка и состоит из серийного редуктора, электродвигателя, соответственно прикрепленных к вертикальной и горизонтальной плитам рамы.

Барабан лебедки насажен свободно на неподвижную втулку рамы и через храповый механизм, состоящий из храповика и храпового колеса, соединен с валом редуктора.

Храповой механизм предназначен для защиты скребковой проволоки от сматывания. При спуске скребка электродвигатель вращает вал редуктора с храповым колесом против часовой стрелки. Под действием груза проволока натягивается и барабан лебедки также вращается против часовой стрелки. Храповик, прикрепленный к ступице барабана лебедки, упирается в зуб храпового колеса, частота вращения вала редуктора и барабана выравнивается, и электродвигатель выполняет роль регулятора скорости спуска.

При остановке скребка натяжение проволоки уменьшается и, несмотря на вращение вала редуктора, вследствие проскальзывания храповика по зубьям храпового колеса барабан остается в покое и разматывание проволоки предотвращается.

Механизм укладки проволоки прикреплен к горизонтальной плите рамы.

Привод механизма укладки осуществляется барабаном лебедки через специальное устройство, которое за один оборот барабана поворачивает зубчатое колесо, жестко сидящее на валу механизма укладки, на один зуб. На валу на одной и той же длине нарезаны правая и левая резьба. На резьбовую часть вала насажен направляющий ролик, который за один оборот барабана перемещается на один диаметр

скребковой проволоки. На другом конце вала механизма укладки нарезана левая резьба, по которой перемещается счетчик глубины спуска скребка. По достижении заданной глубины счетчик глубины спуска давит своим упором на микропереключатель, и система автоматики переключает электродвигатель на подъем. При подъеме скребка барабан вращается по часовой стрелке, храповик все время упирается в крутую грань зуба храпового колеса. В случае застревания скребка срабатывает датчик предельной нагрузки, двигатель останавливается, и на панели управления включается аварийный сигнал.

Для регулирования скорости при спуске скребка вручную (аварийный случай) предусмотрен тормоз. Вручную скребок поднимают при помощи рукоятки.

Быстроходный вал редуктора соединяется с валом электродвигателя при помощи муфты предельной нагрузки, которая при натяжении проволоки усилием 0,8...1 кН через датчик давит на толкатель микропереключателя и включает электродвигатель. При этом на панели управления включается аварийный сигнал. Панель управления для обеспечения автоматического и полуавтоматического режимов работы установки устанавливается на раме лебедки со стороны электродвигателя.

Лубрикатор предназначен для ввода в канал подъемных труб скребка с грузом при спуске его в скважину. После окончания цикла очистки скребок с грузом находится в лубрикаторе до начала следующего цикла. Лубрикатор представляет собой трубу с фланцем на нижней части и резьбовой головкой на верхнем конце, в которую монтируют самоуплотняющийся сальник. Сальник при помощи системы рычагов и роликов автоматически ослабляется или сжимается в зависимости от натяжения скребковой проволоки.

Скребок представляет собой конструкцию из двух пластин, имеющих возможность раздвигаться по наклонным пазам. На пластинах с противоположных сторон и на разных высотах приварены скребковые ножи.

Груз выполняют в виде заостренного прутика, длина которого в зависимости от дебита скважины может составлять от 1000 до 2000 мм.

В качестве гибкого элемента, связывающего скребок с лебедкой, применяют оцинкованную канатную проволоку диаметром от 1,6 до 2 мм с пределом прочности  $16 \cdot 10^3$  МПа.

**Унифицированный моторный подогреватель УМ11-350-131** (рис. 6.30), смонтированный на автомобиле высокой проходимости ЗИЛ-131, предназначен для подогрева авиационных двигателей горячим воздухом. Он состоит из автомобиля 1, кузова 2, силовой передачи привода вентилятора 3, системы воздухопроводов 4, системы питания 5, систем электрооборудования 6 и выпуска газов 7. Моторный подогре-

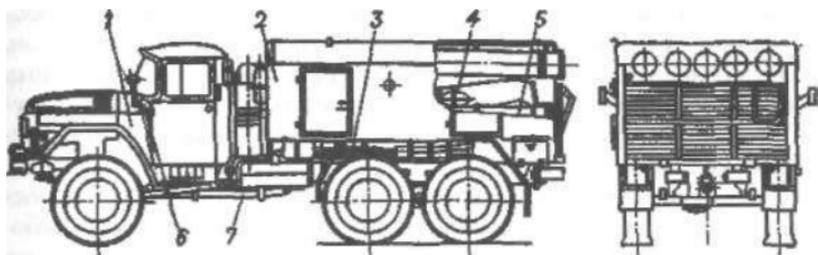


Рис. 6.30. Унифицированный моторный подогреватель УМП-350-131:  
 1 - шасси автомобиля ЗИЛ-131; 2 - кузов; 3 - силовая передача; 4 - система воздухопроводов; 5 - система питания; 6 - система электрооборудования; 7 - система выпуска газов

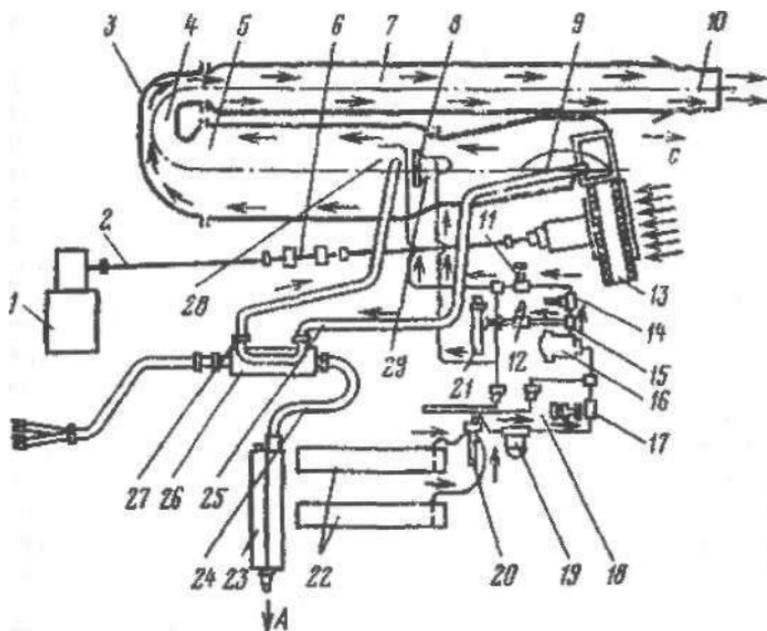


Рис. 6.31. Принципиальная схема моторного подогревателя:  
 1 - коробка отбора мощности; 2 - карданный вал; 3 - коллектор; 4 - выходной патрубок; 5 - калорифер; 6 - промежуточный вал; 7 - гильза; 8 - пусковая форсунка; 9 - раструб; 10 - напорный рукав; 11 - электромагнитный клапан основного режима; 12 - электромагнитный клапан пускового режима; 13 - вентилятор; 14 - редукционный клапан; 15 - фильтр-тройник; 16 - топливный фильтр; 17 - топливный насос; 18 - приемник манометра ЭДМУ-3; 19 - фильтр-отстойник; 20 - трехходовой кран; 21 - электроподогреватель топлива пускового режима; 22 - топливные баки; 23 - глушитель; 24, 25 - труба; 26 - подогреватель поточного воздуха; 27 - труба; 28 - камера сгорания; 29 - подогреватель топлива рабочего режима

ватель применяют в нефтяной промышленности для подогрева оборудования устья на скважине, групповых замерных установок, газораспределительных батарей, блока напорных гребенок кустовых насосных станций в системе поддержания пластового давления и других технологических установок при аварийной обстановке и в других необходимых случаях.

Конструкция моторного подогревателя позволяет подавать атмосферный воздух, подогретый до 80...115 °С, со скоростью 25 м/с. Работа моторного подогревателя основана (рис. 6.31) на передаче теплоты от стенок калорифера воздуху, поступающему из атмосферы. Теплота для нагрева воздуха выделяется при сжигании топлива в камере сгорания калорифера, смонтированного на специальной, прикрепленной к полу кузова, раме.

Сгорание топливно-воздушной смеси, образованной при распылении топлива форсункой и перемешивании его с топочным воздухом, происходит в камере сгорания 28 установки,

Воздух в калорифер и камеру сгорания подается вентилятором 13 по раструбу 9, в котором имеются два люка для осмотра и монтажа пусковой катушки, искровой свечи, воздушной заслонки и форсунок. При включении коробки отбора мощности 1, установленной на верхнем фланце раздаточной коробки автомобиля, вентилятор получает вращение от карданных и промежуточного валов 2 и 6. Образующиеся в процессе сгорания газы движутся по газоходам калорифера 5 к выхлопному патрубку и отдают теплоту через стальные стенки калорифера омываемому атмосферному воздуху, подаваемому вентилятором. Нагретый воздух поступает по выходному патрубку 4 в коллектор 3 и далее, по гильзам 7 и рукавам 10, подается к обогреваемому объекту.

Часть холодного воздуха, подаваемого вентилятором, проходит через подогреватель топочного газа 26, где нагревается от теплоты, которую выхлопные газы двигателя отдают гофрированным стенкам подогревателя. Доступ холодного воздуха в камеру сгорания 28 в период пуска прекращается с помощью электромагнитной заслонки, которая на пусковом режиме перекрывает воздушный канал.

Топливо из баков 22 забирается насосом 17 шестеренчатого типа ПНР-ЮПО (подачей 200 л/ч и давлением нагнетания 0,2...0,22 МПа при 3000 мин<sup>-1</sup>) и под давлением 0,28...0,3 МПа подается в топливопроводы агрегата. Привод насоса осуществляется ременной передачей от вала вентилятора.

Запуск подогревателя проводится при работающем двигателе на прямой передаче в коробке передач при нейтральном положении рычага раздаточной коробки.

После прекращения работы запрещается остановка двигателя автомобиля без предварительной продувки калорифера 5 подогрева-

тельной установки холодным воздухом от вентилятора 13. Эксплуатация моторного подогревателя с температурой воздуха на выходе из рукава выше 115°C не разрешается.

### **Вопрос 6.6. Оборудование для исследования скважин**

**Агрегат АЗИНмаш - 8А** предназначен для спуска и подъема различных глубинных приборов (манометра, термометра, пробоотборника и др.) в нефтяные и газовые скважины с целью определения глубины забоя, уровня жидкости, пластового давления, температуры, кривизны скважины и других глубинных параметров необходимых при эксплуатации нефтяных и газовых скважин.

Установка (рис. 6.32) смонтирована на шасси автомобиля ГАЗ-66А и предназначена для работы в умеренном и холодном макроклиматических районах.

Все оборудование размещено в специальном теплоизолированном и отапливаемом кузове с входной дверью в задней стенке.

В боковой стенке кузова (слева по ходу) предусмотрен люк с направляющим устройством для выхода рабочей проволоки.

В кузове смонтированы стеллажи для транспортирования исследовательских приборов и инструментов в горизонтальном и вертикальном положениях, слесарный верстак с тисками, шкаф для рабочей одежды и отопитель. Сиденье для оператора и перевозимого в кузове персонала устроено на крышке стеллажа.

Рядом с местом оператора к стенке кузова прикреплен столик для ведения записи.

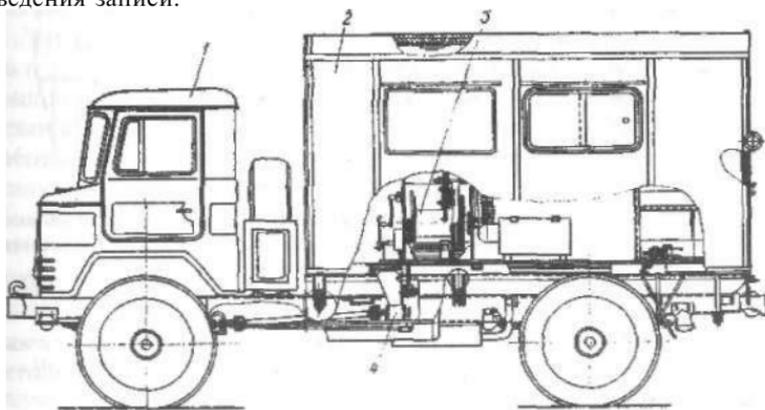


Рис. 6.32. Агрегат АЗИНмаш - 8А:

- 1 - шасси автомобиля ГАЗ-66А; 2 - кузов фургонного типа с входной дверью;  
3 - лебедка с панелью контроля и управления; 4 - узел привода лебедки

Установка снабжена электромеханическим индикатором натяжения проволоки.

Отбор мощности на привод лебедки осуществляется от двигателя автомобиля с помощью реверсивной коробки отбора мощности, установленной на коробке передач автомобиля.

Лебедка оснащена механизмом ручного управления и храповым остановом. Центральный пост управления включает в себя механизмы управления лебедкой и двигателем автомобиля.

**Агрегат АГГА - 4 (ЛС - 4)** смонтирован на автомобиле-фургоне УАЗ - 3741 и предназначен для работы в умеренном и холодном микроклиматических районах. В кузове установки смонтированы стеллажи для транспортирования исследовательских приборов и инструментов. В боковой стенке кузова (справа по ходу) предусмотрен люк для выхода рабочей проволоки. Сиденье для оператора устроено на крышке стеллажа.

Отбор мощности на привод лебедки осуществляется от двигателя автомобиля с помощью двухскоростной коробки отбора мощности, установленной на раздаточной коробке автомобиля.

Лебедка оснащена механизмом ручного управления, храповым остановом, а также электромеханическим индикатором натяжения проволоки.

Центральный пост управления включает в себя механизмы управления лебедкой и двигателем автомобиля.

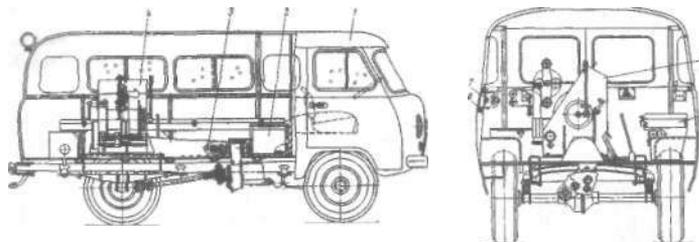


Рис. 6.33. Агрегат АГГА - 4 (ЛС - 4):

- 1 - автомобиль-фургон УАЗ-3741;
- 2 - ящик для инструмента;
- 3 - узел привода лебедки;
- 4 - лебедка;
- 5 - стеллаж;
- 6 - механизмы дублирования управления муфтой сцепления и дроссельной заслонкой карбюратора автомобиля;
- 7 - устройство для направления проволоки;
- 8 - люк для выхода рабочей проволоки

**Агрегат АГГТ - 4 (ЛСВ-6)** (рис. 6.34) смонтирован на шасси автотугеничного транспортера ГАЗ-71 и предназначен для работы в умеренном и холодном макроклиматических районах.

В кузове установки смонтированы стеллажи для транспортирования исследовательских приборов и инструментов. Люк в левой стенке кузова служит для выхода проволоки.

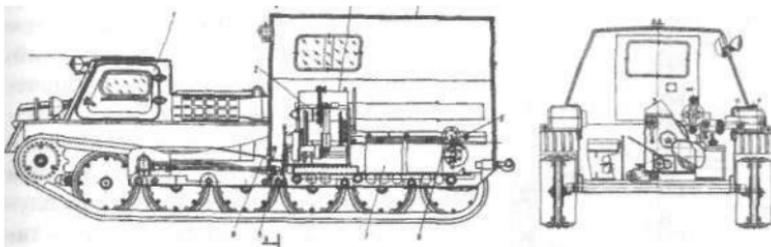


Рис. 6.34. Агрегат АГГТ - 4 (ЛСВ - 6):

- 1- гусеничный транспортер ГАЗ-71; 2 - лебедка с пультом управления; 3 - дроссельная заслонка; 4 - кузов; 5 - стеллажи для транспортирования глубинных приборов и лубрикаторов; 6 - устьевой ролик; 7 - инструментальный ящик; 8 - узел привода лебедки; 9 - механизмы дублирования управления муфтой сцепления; 10 - устройство для направления проволоки; 11 - отопитель

Отбор мощности на привод лебедки осуществляется от двигателя транспортера с помощью реверсивной коробки отбора мощности, установленной на коробке перемены передач автомобиля.

Установка снабжена электромеханическим индикатором натяжения проволоки. Лебедка оснащена механизмом ручного управления и храповым остановом, применяемым при ручном управлении.

### Вопрос 6.7. Эксплуатационные пакеры

Пакеры применяют для разобщения пластов и изоляции эксплуатационной колонны труб от воздействия среды в процессе эксплуатации нефтяных, газовых, газоконденсатных и нагнетательных скважин, а также для проведения в них ремонтно-профилактических работ.

Пакеры используют для проведения технологических операций по гидроразрыву, кислотной и термической обработке пласта, для выполнения изоляционных работ, гидроразрывной перфорации, установки проволочных фильтров и клапанов-отсекателей, очистки забоев скважин, газлифтной эксплуатации и др. Их спускают в скважину на колонне подъемных труб.

Различают пакера следующих типов:

ПВ - пакер, воспринимающий усилие от перепада давления, направленного вверх;

ПН - то же, направленного вниз;

ПД - то же, направленного как вниз, так и вверх.

Условное обозначение пакеров включает: буквенную часть, состоящую из обозначения, типа пакера (ПВ, ПН, ПД), способа посадки и освобождения пакера (Г, М, ГМ) и наличия якорного устройства (буква Я); первая цифра после обозначения типа пакера - число проходов, цифра перед буквами - номер модели; первое число после букв -

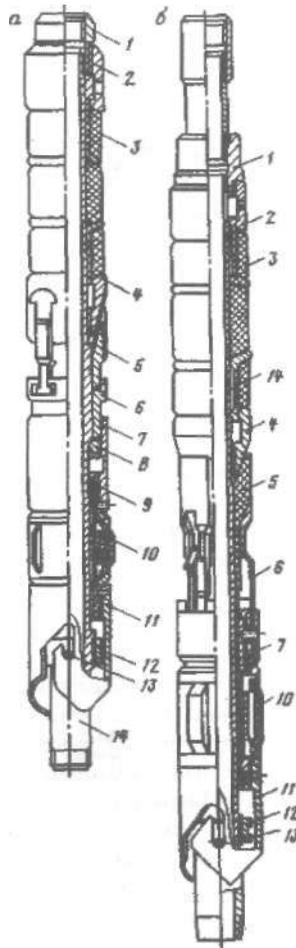


Рис. 6.35. Пакер ПН-ЯМ:  
*a* - пакеры с наружными диаметрами 150, 160, 185, 210, 236, 265 мм;  
*б* - пакеры с диаметрами 118 и 136 мм; 1-головка; 2 - упор; 3-манжеты; 4-конус; 5 - плашка; 6 - плашкодержатель; 7 - цилиндр; 8 - захват; 9 - корпус фонаря; 10- башмак; 11 - замок; 12- гайка; 13 - палец; 14 - ствол

наружный диаметр пакера (в мм), второе число - рабочее давление (максимальный перепад давлений, воспринимаемый пакером); последние буква и цифра в обозначении - сероводородостойкое исполнение.

Пакер типа ПН-ЯМ предназначен для разобщения пространств эксплуатационной колонны нефтяных и газовых скважин и защиты ее от воздействия пласта, состоит из уплотнительного устройства, плашечного механизма и фиксатора типа байонетного замка (рис. 6.35). На ствол пакера свободно насажены конус и уплотнительные манжеты. Плашки входят в пазы плашкодержателя и в пакерах с наружным диаметром 118 и 136 мм (см. рис. 6.35, б) прижимаются к конусу за счет усилия пружин плашкодержателя. В остальных пакерах (см. рис. 6.35, а) плашкодержатель фиксируется со стволом и цилиндром захватами. Корпус фонаря соединен с замком, имеющим фигурный паз, в котором может перемещаться палец, связанный со стволом. Посадка пакера проводится путем приподъема труб на величину, необходимую для создания на пакер расчетной осевой нагрузки, поворота его на 1,5...2 оборота вправо и затем спуска труб вниз. Благодаря трению башмаков о стенку эксплуатационной колонны обеспечивается неподвижность корпуса фонаря и плашек. Палец при повороте скользит по фигурному пазу и опускается вниз совместно со стволом.

В пакере (см. рис. 6.35, б) при движении ствола конус раздвигает плашки и последние заякориваются на стенке эксплуатационной колонны. В пакере (см. рис. 6.35, а) ствол совме-

стно с головкой, упором, манжетами, конусом, плашками и плашкодержателем, опускаясь, доходит до упора в цилиндр.

При этом захваты заходят в паз *a*, освобождая ствол, а конус раздвигает плашки в радиальном направлении и заякоривает их. Сжатие манжет и герметизация пакером разобщаемых пространств происходит при дальнейшем опускании ствола пакера за счет массы колонны подъемных труб. Пакер извлекается из скважины в результате подъема труб. При этом освобождаются манжеты, а ствол своим буртом вытягивает конус из-под плашек, которые освобождаются и одновременно приводят корпус плашек с захватами в исходное положение. При подъеме труб и повороте их влево на 1,5...2 оборота палец на стволе автоматически входит в фигурный паз замка, благодаря чему пакер может быть посажен повторно без извлечения из скважины.

**Пакер ПН-ЯГМ** (рис. 6.36) предназначен для разобщения пространств эксплуатационных колонн нефтяных и газовых глубоких вертикальных и наклонных скважин, состоит из уплотняющего, заякоривающего, клапанного устройств и гидропривода. Для посадки пакера в подъемные трубы сбрасывается шарик и создается давление. Жидкость через отверстие *a* в стволе попадает под поршень. При давлении 10 МПа поршень толкает плашкодержатель, срезает винты, плашки надвигаются на конус и, упираясь в стенку эксплуатационной колонны, создают упор для сжатия уплотнительных манжет. Под действием массы труб плашки внедряются в стенку эксплуатационной колонны, обеспечивая заякоривание

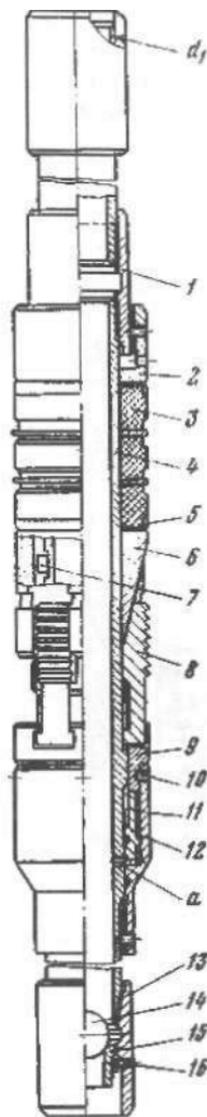
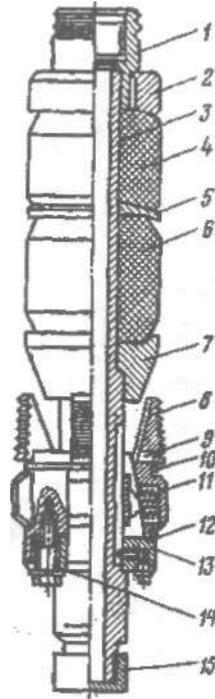


Рис. 6.36. Пакер ПН-ЯГМ:

- 1 — муфта; 2 — упор; 3 — манжета;
- 4 — ствол; 5 — обойма; 6 — конус;
- 7 — шпонка; 8 — плашка;
- 9 — плашкодержатель; 10 — винт;
- И — кожух; 12 — поршень;
- 13 — корпус клапана; 14 — шарик;
- 15 — седло; 16 — срезной винт

и герметичность разобшения. Проходное отверстие пакера открывается при увеличении давления до 21 МПа. При этом срезаются винты, и седло с шариком выпадает. Пакер извлекается в результате подъема колонны труб. При снятии осевой нагрузки освобождаются манжеты и, ствол, двигаясь вверх тянет за собой конус, который освобождает плашки.



**Рис. 6.37. Пакер механический ПВМ:**

- 1 - головка; 2 - опора;
- 3 - ствол; 4 - защитная манжета; 5 - шайба;
- 6 - уплотнительная манжета;
- 7 - конус; 8 - шлипс;
- 9 - шлипсодержатель;
- 10 - ограничитель;
- 11 - пружина; 12 - крышка;
- 13 - фиксатор; 14 - болт;
- 15 - предохранительное кольцо

**Пакер механический ПВМ** применяют для уплотнения колонны насосно-компрессорных и бурильных труб в обсадной колонне скважины при проведении технологических операций по воздействию на призабойную зону. Пакер (рис. 6.37) состоит из ствола 3, шлипсодержателя 9, в радиальных пазах которого установлены шлипсы 8 с пружинами 11. Шлипсы удерживаются ограничителем 10 и крышкой 12. К шлипсодержателю крышка прикреплена болтами 14, в нее ввинчен фиксатор 13, входящий в направляющий паз на стволе. На ствол надеты конус 7, уплотнительная манжета 6, шайба 5, защитная манжета 4 и навинчена головка 1 с опорой 2. Защитная манжета пакера короче уплотнительной манжеты и имеет более высокую твердость. Нижняя резьба ствола защищена предохранительным кольцом 15.

В скважину, предварительно проверенную и очищенную скребком, спускают на колонне труб пакер, при этом фиксатор удерживает шлипсодержатель в крайнем нижнем положении относительно ствола. При повороте колонны труб по часовой стрелке (2...3 оборота) фиксатор выходит в длинную прорезь паза на стволе, освобождая шлипсодержатель. При опускании колонны труб шлипсы под действием пружин прижимаются

к стенке скважины и удерживаются на месте, и конус заклинивает их в обсадной трубе. Приложенная к пакеру нагрузка от веса колонны труб (от 7 до 12т) через головку и опору передается манжетам, которые деформируются и уплотняют пакер. При натяжении колонны труб манжета восста-

навливает свою первоначальную форму, конус освобождает шлипсы, и пакер снимается с места.

## Вопрос 6.8. Эксплуатационные якоря

**Якорь гидравлический ЯП** (рис. 6.38) состоит из муфты 1, патрубка 2, корпуса 3, в окна которого вставлены плашки 5, удерживаемые пружинами 6 в утопленном положении. Ход плашек в радиальном направлении ограничивается планками 7, закрепленными на корпусе винтами 4. Заякоривание осуществляется в результате подачи давления в колонну подъемных труб. Под действием давления внутри корпуса якоря плашки выдвигаются наружу в радиальном направлении и внедряются в стенку эксплуатационной колонны. При отсутствии давления в трубах плашки возвращаются в исходное положение под действием пружин и происходит освобождение якоря.

**Якорь гидромеханический ЯГМ** удерживает пакеры типа ПВМ на месте установки в обсадной колонне от смещения вверх под действием перепада давлений.

Якорь (рис. 6.39) состоит из штока 5, на котором установлены конус 3 и шлипсодержатель 11, в направляющих пазах которого размещены шлипсы 10. На штоке конус уплотнен резиновыми кольцами 9 и зафиксирован пружинным кольцом 8, а шлипсодержатель закреплен при помощи переводника 12. На верхнем конце штока расположена головка 1, соединенная со штоком шпонкой 6. Головка в конусе уплотнена резиновыми кольцами 7 и предохранена от выпадания упором 2 со стопорным винтом 4. При транспортировке на переводник 12 навинчивают предохранительное кольцо 13.

В скважину якорь спускают с пакером на колонне труб, при этом конус удерживается в верхнем положении пружинным кольцом.

При посадке пакера вращательное движение и осевая нагрузка от труб к пакеру передается через головку 1, шток 5 и переводник якоря 12.

После посадки якоря под давлением нагнетаемой в трубы жидкости конус якоря освобождается от пружинного кольца и перемещается вниз, вклиниваясь под шлипсы, которые раздвигаются до контакта с обсадной колонной и воспринимают нагрузку пакера.

Якорь вместе с пакером снимается с места установки натяжением колонны труб, при этом головка выталкивает конус из-под шлипсов, и якорь приводится в первоначальное положение. После подъема из скважины пригодность якоря к дальнейшему применению проверяется внешним осмотром и опрессовкой гидравлическим давлением 35 МПа. При этом конус должен фиксироваться в верхнем положении.

Якорь с пакером следует спускать в прошаблонированную скважину, диаметр шаблона должен быть на 2 мм больше диаметра пакера,

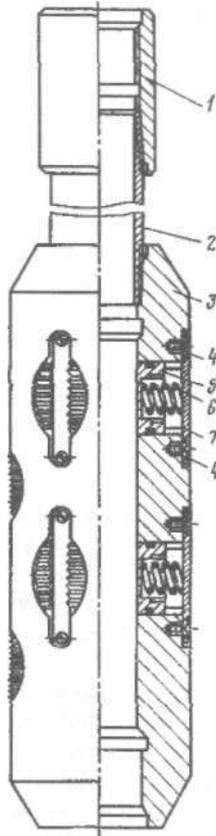


Рис. 6.38. Якорь гидравлический  
ЯП:  
1 - муфта; 2 - патрубок;  
3 - корпус; 4 - винт; 5 - глашка;  
6 - пружина; 7 - планка

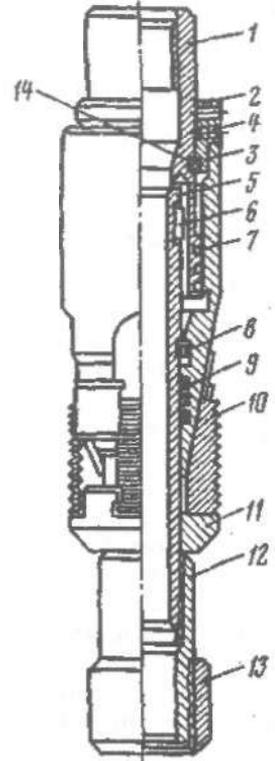


Рис. 6.39. Якорь гидромеханический  
ЯГМ:  
1 - головка; 2 - упор; 3 - конус; 4 - винт;  
5 - шток; 6 - шпонка;  
7, 9 - уплотнительное кольцо;  
8 - пружинное кольцо; 10 - шлипс;  
И - шлипсодержатель; 13 - переводник;  
13 - предохранительное кольцо;  
14 - проволока

длина - не менее 1 м, глубина спуска - на 10 м ниже места установки пакера.

Спуск якоря с пакером должен проводиться со скоростью не более 1 м/с. С такой же скоростью следует поднимать якорь с пакером.

В случае применения якоря с гидромеханическим пакером в проточке головки 1 необходимо установить алюминиевую проволоку 14 диаметром 4...4,5 мм, длину которой выбирают в зависимости от давления посадки пакера.

## Вопрос 6.9. Расположение оборудования при СКО

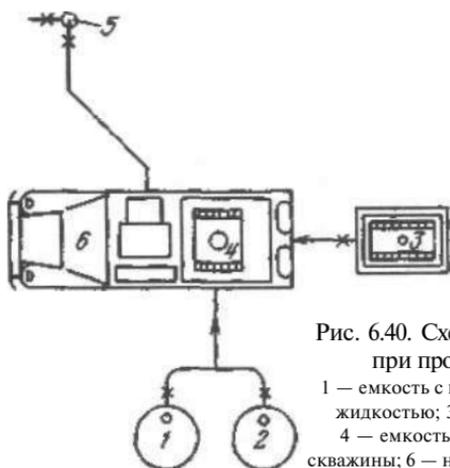


Схема расположения оборудования при простой соляно-кислотной обработке скважины обвязывают с насосной установкой типа УНЦ1-160-500К (АзИНаш-ЗАО) и емкостями для кислоты и продавочной жидкости. В качестве продавочной

Рис. 6.40. Схема расположения оборудования при простой кислотной обработке:

1 — емкость с кислотой; 2 — емкость с продавочной жидкостью; 3 — емкость с кислотой на прицепе; 4 — емкость для кислоты на агрегате; 5 — устье скважины; 6 — насосная установка для закачки кислоты

жидкости обычно применяют для нефтяных скважин дегазированную нефть, для нагнетательных — воду и для газовых — воду или газообразные агенты.

Весь процесс обработки скважины можно разделить на три этапа: промывка скважины и заполнение ее жидкостью; закачка расчетного объема соляно-кислотного раствора; продавка раствора в пласт продавочной жидкостью в объеме, равном объему насосно-компрессорных труб и ствола скважины от забоя до кровли обрабатываемого интервала.

## Вопрос 6.10. Расположение оборудования при ГРП

Для проведения гидравлического разрыва пласта применяют комплекс оборудования, в состав которого входят насосные и пескосмесительные установки, автоцистерны, арматура устья скважин, блок манифольда, пакер и якорь.

Комплекс оборудования для гидравлического разрыва пласта позволяет применять различные схемы расположения оборудования у скважины в зависимости от заданного технологического процесса устанавливать необходимое число насосных установок и вспомогательного оборудования.

Устанавливаемый у скважины блок манифольда, к которому подключают агрегаты, позволяет наиболее рационально их расставить, повышает надежность и безопасность проводимой операции, уменьшает численность обслуживающего персонала (рис. 6.41).

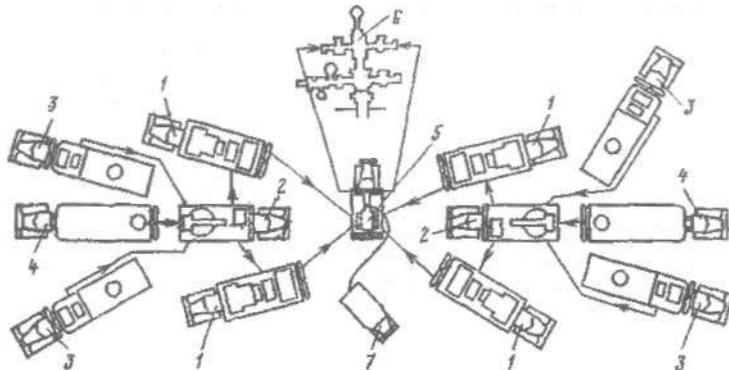


Рис. 6.41. Схема обвязки оборудования при гидравлическом разрыве пласта:  
 1 - насосный агрегат; 2 - пескосмесительный агрегат; 3 - автоцистерна; 4 - песковоз;  
 5 - блок манифольда; 6 - арматура устья;  
 7 - станция контроля и управления процессом

### Вопрос 6.11. Расположение оборудования при промывке скважины

Для ликвидации песчаных пробок прибегают к промывке их буровым раствором, водой, нефтью, газожидкостными смесями, пенами, продувкой воздухом. Главные условия при выборе жидкости для промывки пробки - недопущение открытого фонтанирования при проведении работ по ликвидации пробки и незагрязнение призабойной зоны пласта, что может повлечь снижение продуктивности скважины.

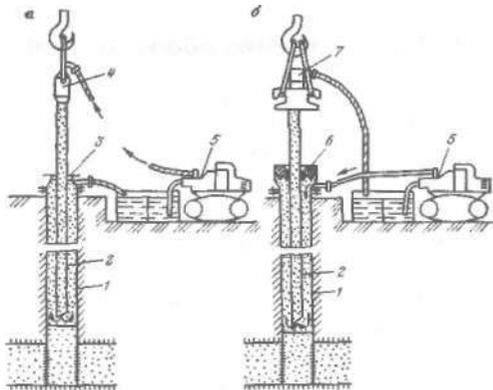


Рис. 6.42. Схема прямой (а) и обратной (б) промывок скважин:  
 1 - колонна; 2 - НКТ; 3 - устьевой тройник; 4 - промывочный вертлюг;  
 5 - промывочный насосный агрегат; 6 - устьевой сальник; 7 - переводник со шлангом

### **Вопросы для самоконтроля**

1. Назначение и типы насосных агрегатов.
2. Особенности насосной установки АКПП-500.
3. Назначение центробежного насоса на установке У НЦ2 - 160 х500.
4. Отличие насосной установки ЦА - 320 от 5ЦА - 320С.
5. Какое давление развивает насос на установке УН1 - 630х700А?
6. Сколько скоростей обеспечивает КПП на установке УНБ 1-400х40?
7. Назначение и типы смесительных установок.
8. Какого типа смесители установлены на смесительных установках?
9. Какой насос применяется для откачки песчано-жидкостной смеси?
10. Назначение и типы автоцистерн.
11. Каким образом происходит подогрев жидкости автоцистерны в зимнее время?
12. Какая цистерна установлена на кислотовозе КП - 6,5?
13. Назначение блока манифольда.
14. Назначение арматуры устья 2АУ - 700.
15. Расшифровать ППУА-1600/100.
16. Сравнительная характеристика ППУ и АДПМ.
17. Назначение установки УДС-1М.
18. Область применения моторного подогревателя УМП-350-131.
19. Какая лебедка установлена на агрегате АЗИНмаш - 8А?
20. Транспортная база агрегата АГГТ - 4 (ЛСВ-6).
21. Назначение и типы пакеров.
22. Принцип работы механического пакера.
23. Принцип работы гидравлического пакера.
24. Назначение и принцип работы гидравлического якоря.
25. Техника безопасности при соляно-кислотной обработке.
26. Назначение и виды промывок песчаной пробки.

## Тема 7 ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ МЕХАНИЗАЦИИ РАБОТ

### Вопрос 7.1. Трубовоз ТВЭ-6,5-131А

Электромеханизированный трубовоз ТВЭ-6,5-131А (рис. 7.1), смонтированный на автомобиле-тягаче ЗИЛ-131А и прицепе-ропуске, предназначен для перевозки труб.

Тяговый автомобиль 1 и прицеп-ропуск 7 связаны между собой дышлом, которое удерживается на ропуске специальными захватами. При их освобождении ропуск можно перемещать вдоль дышла, изменяя тем самым расстояние между кониками автомобиля и ропуска (в зависимости от длины перевозимого груза).

Тяговый автомобиль включает в себя монтажную раму 6, предохранительный щит 4, генератор 2, пульт управления 9, коник поворотный 5.

Монтажную раму устанавливают на раму шасси автомобиля и крепят к ней с помощью стремянок и кронштейнов.

Предохранительный щит, смонтированный на монтажной раме, предназначен для ограничения перемещения груза вперед,

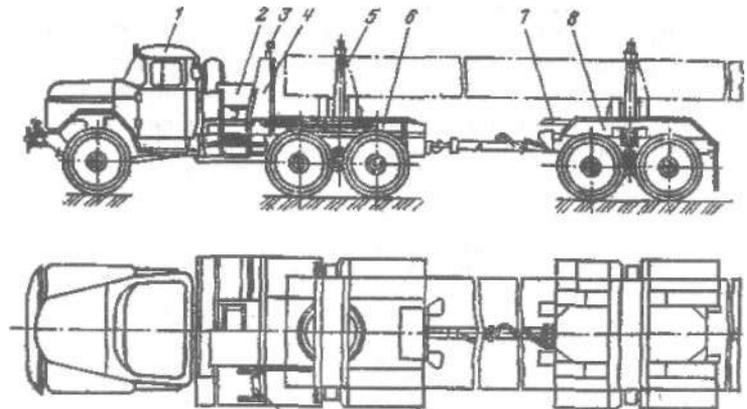


Рис. 7.1. Электромеханизированный трубовоз ТВЭ-6,5-131А:  
1 - тяговый автомобиль; 2 - генератор; 3 - поворотная фара; 4 - предохранительный щит; 5 - поворотный коник; 6 - монтажная рама; 7 - прицеп-ропуск; 8 - неподвижный коник; 9 - пульт управления

что обеспечивает безопасность водителя во время езды и при проведении погрузочно-разгрузочных работ.

На кронштейне, приваренном к стойке предохранительного щита, смонтирована поворотная фара 3 для освещения рабочего места при работе в ночное время.

Генератор, смонтированный на специальной раме за кабиной автомобиля, обеспечивает трехфазным переменным током электродвигатели тяговых двигателей.

Привод генератора осуществляется от коробки отбора мощности через карданный вал и клиноременную передачу.

Управление работой трубовоза и контроль за проводимыми операциями проводят с пульта управления. Он установлен на предохранительном щите слева по ходу автомобиля. На пульте имеются переключатели для управления электродвигателями лебедок, амперметр, вольтметр, кнопка сигнала, выключатель фары, а также два фонаря контрольных ламп для контроля температуры воды и масла.

Коник 5 представляет собой поворотную поперечину с откидными стойками. Внутри поперечины устанавливают редуктор с электродвигателем, а в нижней части откидных стоек монтируют лебедки. На верхних свободных концах стоек имеются поворотные ролики, посаженные на упорных подшипниках. Вертикальное положение стоек фиксируется храповым устройством.

Лебедки, смонтированные в стойки, приводятся во вращение электродвигателем через редуктор с помощью цепной передачи. Включение или отключение той или иной лебедки осуществляется вводом или выводом из зацепления шестерен внутри редуктора с помощью рычагов управления на конике.

Канат каждой лебедки перекинут через верхний поворотный ролик своей стойки и имеет на свободном конце крюк, служащий для обхвата погружаемых длинномерных грузов.

Чтобы длинномерные грузы не скатывались с трубовоза при откинутых стойках, поперечины снабжены управляемыми упорами, которые убираются только при разгрузке трубовоза.

Роспуск 7 трубовоза двухосный, односкатный с рессорной баллансирной подвеской и пневматическими тормозами с приводом от тягового автомобиля. Роспуск состоит из рамы с брызговиками, подвески, пневмосистемы, коника 8, неподвижно закрепленного на раме, и накатов.

## Вопрос 7.2. Агрегат для перевозки штанг АПШ

Штанговоз (рис. 7.2) состоит из основного седельного тягача ЗИЛ-131-В 1, специального полуприцепа и гидравлического крана.

На тягаче установлена коробка отбора мощности с насосом гидросистемы крана. Гидрокран модели 403ОП смонтирован в передней части полуприцепа, маслобак и гидрораспределители - на предохранительном щите полуприцепа. В транспортном положении стрела крана устанавливается вдоль продольной оси с наклоном в сторону колес полуприцепа и фиксируется хомутом. Гидроприводы маслосистемы крана на участке от предохранительного щита до крана проложены под полом между лонжеронами полуприцепа.

Маслонасос, размещенный на тягаче, связан с гидросистемой полуприцепа двумя резиноканевыми рукавами, которые образуют всасывающую и нагнетательную линии.

Полуприцеп одноосный безбортовой на базе полуприцепа ОДА3-885 состоит из платформы с четырьмя шинами, стояночного тормоза, пневмо- и электрооборудования. Платформа полуприцепа сварная, состоит из рамы, предохранительного щита, пола и стоек.

Поперек платформы равномерно установлены пять мягких брусьев-прокладок, которые облегчают строповку груза и предохраняют его от повреждения.

Полуприцеп имеет опорные устройства, которые служат его передней опорой в момент отсоединения от тягача.

Опоры представляют собой два винтовых домкрата, шарнирно закрепленных на раме полуприцепа. Подъем опор в транспортное положение проводится с помощью специальной лебедки, установленной под полом платформы. Привод лебедки ручной, расположен с правой стороны полуприцепа.

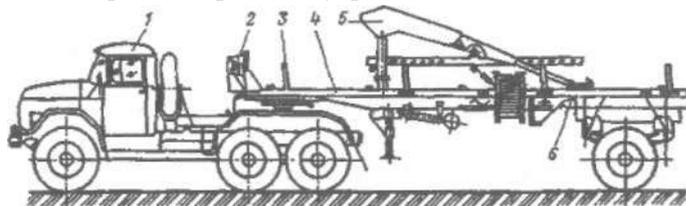


Рис. 7.2. Агрегат для перевозки штанг АПШ:

1 - тягач; 2 - пульт управления; 3 - съемная стойка; 4 - полуприцеп;  
5 - гидравлический кран; 6 - ручная лебедка

Тормозная система полуприцепа работает от пневмосистемы тягача. Кроме этого, полуприцеп имеет стояночный тормоз, который служит для затормаживания его при сцепке или расцепке с тягачами и при стоянке. Стояночный тормоз приводят в действие рукояткой, закрепленной на лонжероне. Этой рукояткой пользуются и для привода лебедки опорного устройства.

Электрооборудование полуприцепа имеет однопроводную систему распределения электроэнергии постоянного тока напряжением 12 В.

При движении груз связывают канатом, который затягивают ручной рычажной лебедкой, установленной вдоль правого борта полуприцепа.

### **Вопрос 7.3. Промысловые самопогрузчики**

**Промысловый самопогрузчик ПС-0,5К** предназначен для механизированной погрузки, доставки на скважины и разгрузки длинномерного технологического оборудования (скважинных насосов, насосных штанг, насосно-компрессорных труб с покрытием и т. д.) без прицепных устройств при обеспечении его сохранности в процессе доставки.

Самопогрузчик можно также применять и для погрузки, перевозки, разгрузки различного инструмента и других грузов, уместяющихся на платформе самопогрузчика и имеющих единую массу до 500 кг.

Монтажная база самопогрузчика ПС-0,5К (рис. 7.3)-автомобиль типа КамАЗ-4310, на котором смонтировано оборудование, состоящее из платформы, гидравлического крана, приспособления для крепления груза (узел обвязки груза), механизма отбора мощности для привода маслососа, пульта управления краном. На платформе установлены лестница, ящик с размещенным в нем оборудованием 14, обогреваемый маслобак, траверса.

На платформе перевозят длинномерные грузы: длиной более 4 м в наклонном положении, а до 4 м в горизонтальном положении на полу платформы. На платформе также размещены гидравлический кран, оборудование и принадлежности, входящие в состав самопогрузчика.

Платформа представляет собой рамную конструкцию, сваренную из гнутых профилей и листа. Платформу крепят к раме автомобиля через деревянные брусы с помощью кронштейнов и стремянок. Стойками и кронштейнами для опор груза платформа

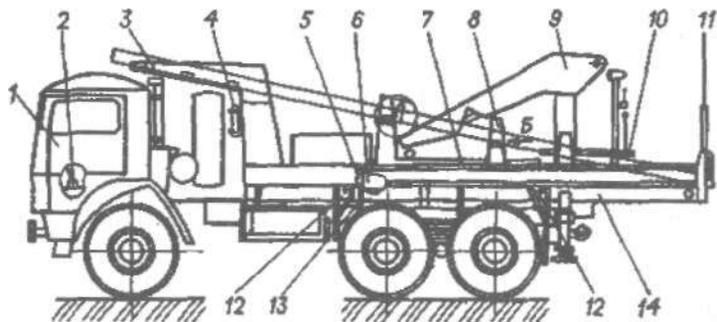


Рис. 7.3. Самогрузчик промышленный  
ПС-0.5К:

1 - шасси автомобиля КамАЗ; 2 - привод маслососа; 3 - платформа;  
4 - огнетушитель; 5,14 - ящики; 6 - бак для масла; 7 - траверса; 8 - специальная опора  
9 - гидравлический кран; 10 - пульт управления краном; 11 - лестница;  
12 - ручная лебедка; 13 - стремянка

разделена на три продольных отсека. Внешние отсеки являются грузовыми, внутренний - служит для установки крана, пульта управления, траверсы в транспортное положение. В этом отсеке выделено место для стропальщика. В задней части имеются инструментальные ящики, в них укладывают захваты, стропы, оттяжки.

Длинномерный груз укладывают над автомобилем и платформой на специальных опорах 8 с уклоном в сторону задних колес.

Штанги и трубы увязывают канатом и затягивают ручными лебедками. Скважинные насосы в наклонном положении крепят специальными хомутами.

Для мелкого оборудования, запасных частей к нему, инструмента и различных приспособлений предусмотрен ящик 5. В передней части платформы закреплен огнетушитель 4. На платформе расположена траверса.

Узел крепления конструктивно выполнен в виде трособлочной системы с двумя ручными лебедками 12.

Лебедка состоит из храпового механизма, барабана, каната, кронштейна и других крепежных приспособлений.

Давление в гидросистеме крана 4030П создается маслососом НШ-32У, приводимым от коробки перемены передач автомобиля КамАЗ-4310. Отбираемая мощность от двигателя автомобиля для привода маслососа составляет не более 13,2 кВт.

Отбор мощности проводится на стоянке, максимальная частота вращения двигателя 2600 об/мин.

Погрузку и выгрузку оборудования выполняют краном 4030П с гидравлическим приводом, установленным в средней части платформы.

Пульт управления гидрокраном 10 расположен за его колонкой. На пульт управления выведены рукоятки управления краном и выносными опорами. На щите пульта установлен манометр гидросистемы крана и имеется кнопка звукового сигнала. Около каждого прибора и рукоятки на пульте прикреплена табличка с поясняющей надписью. К пульту управления выведено устройство дублирования привода управления подачей топлива. Для подъема обслуживающего персонала на платформу самопогрузчика предусмотрена лестница 11, расположенная в средней части заднего борта погрузчика.

**Промысловый самопогрузчик ПС-6.5М** модернизированный предназначен для механизированной погрузки, разгрузки и перевозки нефтепромыслового и бурового оборудования единичной массой не более 6,5 т.

Самопогрузчик ПС-6.5М (рис. 7.4) смонтирован на грузовом автомобиле высокой проходимости КрАЗ-260.

Для проведения погрузочно-разгрузочных работ самопогрузчик имеет грузовую платформу, поворотную раму, опору катковую, механизм погрузки, включающий в себя лебедку автомобиля, подвижный блок с грузовыми стропами, канат, гидросистему, электрооборудование, брызговики, домкраты и поворотную фару.

Механизмы управления лебедкой, гидросистемой, дополнительной фиксацией упоров гидроцилиндров, а также щит управления электрооборудованием размещены в кабине автомобиля.

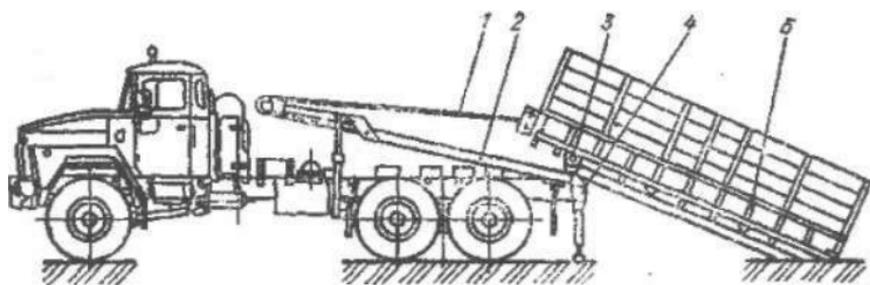


Рис. 7.4. Самопогрузчик промышленный ПС-6.5М:  
1 - канат; 2 - поворотная рама; 3 - опорный каток; 4 - катковая опора;  
5 - грузовая платформа

Погрузку груза осуществляют с помощью каната 1 лебедки путем затаскивания его на грузовую платформу 5 с последующим накатыванием платформы с грузом по катковой опоре 4 на поворотную раму 2 и далее опорными катками 3 по поворотной раме до установки в транспортное положение.

Для погрузки (разгрузки) включают привод насоса гидросистемы и подают рабочую жидкость в гидроцилиндры упоров, при выдвигении которых происходит поворот поворотной рамы на угол  $10^\circ$  с фиксацией упоров посредством гидросистемы и при необходимости стопора устройства фиксации. После этого лебедку включают на разматывание, при этом грузовая платформа (пустая или с грузом) скатывается по поворотной раме 2, а затем на опорных катках поворачивается на угол до  $35^\circ$  и опускается до упора в грунт.

При дальнейшем разматывании троса происходит скольжение груза или подвижного блока по наклонной поверхности до упора в грунт, при разматывании всего троса и движении самопогрузчика проводится окончательная разгрузка.

Для погрузки груз соединяют с подвижным блоком стропами, лебедку включают на наматывание каната, при этом происходит затаскивание груза на платформу до упора подвижного блока в раструб платформы. Платформа вместе с грузом поворачивается на катковой опоре 4 и далее опорными катками накатывается на поворотную раму. По окончании накатывания платформы упоры расфиксируются поворотом стопора и гидроцилиндры соединяются с линией слива гидросистемы, при этом поворотная рама поворачивается до полной установки платформы с грузом на раму автомобиля.

При работе в ночное время предусмотрено освещение поворотной фарой.

Гидравлическая система предназначена для подъема (опускания) поворотной рамы и состоит из маслоблока, насоса, привод которого осуществляется от коробки передач базового автомобиля через коробку отбора мощности. Рабочая жидкость системой трубопроводов подается к двум цилиндрам.

Поток рабочей жидкости регулируется распределителем. На входе рабочей жидкости в цилиндры установлены обратные клапаны. Для измерения давления гидросистемы предусмотрен манометр.

## Вопрос 7.4. Агрегат АТЭ - 6

Агрегат АТЭ-6 (рис. 7.5), смонтированный на шасси автомобиля КраЗ-255Б, предназначен для механизированной погрузки, разгрузки и перевозки оборудования установок ЭЦН, состоящего из погружного насоса и электродвигателя, кабельного барабана, электротрансформатора и станции управления. Для погрузки и разгрузки оборудования на платформу агрегата установлен гидравлический кран. Погрузку барабана с кабелем проводят с помощью лебедки, смонтированной сзади кабины автомобиля, путем накатывания барабана по откидным трапам на качающуюся раму. Для транспортировки барабан закрепляют растяжками.

Погружной насос, электродвигатель и протектор укладывают на призмы левой площадки рамы и закрепляют специальными хомутами. Автотрансформатор и станцию управления устанавливают на правой площадке рамы.

Станцию управления крепят при помощи цепей и упоров, а автотрансформатор - при помощи прижимов.

Кабельный барабан выгружают путем скатывания по качающейся раме с откидным трапом при наклоне ее гидроцилиндрами двойного действия.

Для предотвращения самопроизвольного скатывания барабан придерживают тросом лебедки. В качестве гидроцилиндров использованы выносные опоры гидрокрана. Трапы одновременно служат выносными опорами и тем самым снижают нагрузку на ходовую часть агрегата при погрузке и выгрузке кабельного барабана. Масло в цилиндры гидрокрана и гидроцилиндры качающейся рамы поступает от шестеренчатого насоса НШ-32У, сблокированного

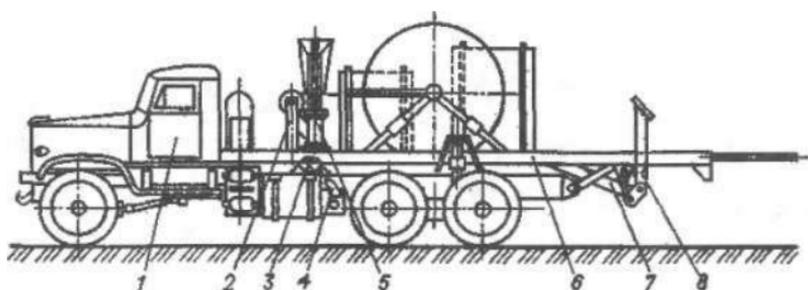


Рис. 7.5. Агрегат АТЭ-в для установок ЭЦН:

1-шасси автомобиля; 2 -стойка с роликом; 3 - лебедка; 4- искрогаситель;  
5 -гидравлический кран; 6 - рама агрегата; 7 - качающаяся рама; 8 - откидные трапы

с коробкой отбора мощности, установленной на фланце коробки передач автомобиля.

Гидрокраном управляют с узла, смонтированного на кронштейне основания крана, посредством рукояток трехзолотникового гидрораспрепителя.

### Вопрос 7.5. Установка для перевозки кабеля УПК - 2000ПМ

Установку типа УПК-2000 выпускают в двух вариантах: колесный УПК-2000П и санный УПК-2000С (рис. 7.6). Эти установки механизмируют процесс наматывания и разматывания при спускоподъемных операциях на скважинах, оборудованных погружными центробежными насосами, а также позволяют осуществлять погрузку, выгрузку и транспортировку кабельных барабанов. Их можно также использовать для перемотки ремонтируемого кабеля на ремонтных базах.

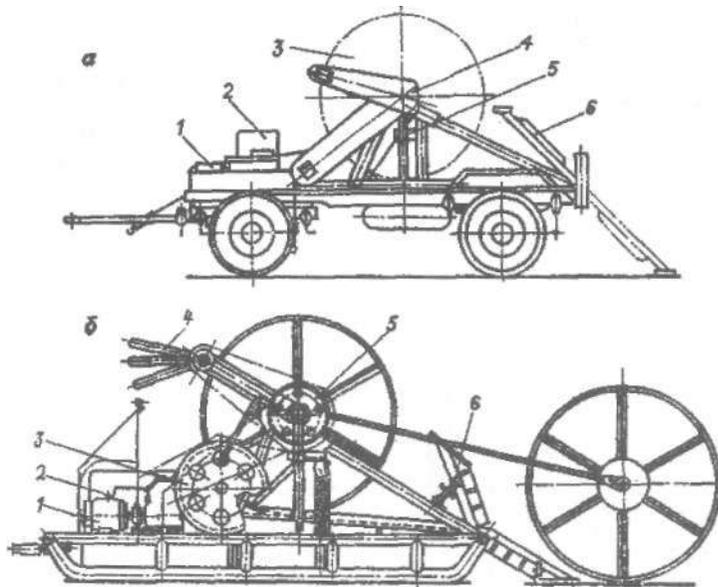


Рис. 7.6. Установка для перевозки и перемотки кабеля типов УПК-2000П (а)  
МУПК-2000С (б):

- 1 - силовой привод; 2 - станция управления; 3 - двухбарабаниная лебедка;
- 4 - кабелеукладчик; 5 - механизм включения барабана; 6 - мостки

Установку УПК-2000П монтируют на двухосном прицепе МАЗ-8925. Она состоит из рамы, силового привода двухбарабанной лебедки, кабелеукладчика, механизма включения привода кабельного барабана, откидных мостков и станции управления.

Установку транспортируют с помощью автомобиля или трактора. Рама установки сварной конструкции, выполнена из стальных труб и проката. В передней части рамы установлены поперечные балки для монтажа на них узлов силового привода и двухбарабанной лебедки.

Двухбарабанная лебедка обеспечивает механизированную самопогрузку кабельных барабанов при их смене в промысловых условиях. Лебедка состоит из ведущего вала, на котором установлены звездочки цепной передачи и зубчатые полумуфты привода барабанов лебедки, двух ведомых валов, на каждом из которых закреплен барабан для намотки тягового каната.

На ведомых валах размещены подвижные зубчатые двухсторонние полумуфты.

Подвижными зубчатыми полумуфтами управляют вручную с помощью рычагов. Включение и выключение каждого барабана двухбарабанной лебедки индивидуальное. Это позволяет подтаскивать к установке и проводить погрузку кабельных барабанов, удаленных от установки на расстояние 15 м.

Рычаги управления лебедкой расположены с правой стороны установки по ходу.

Для защиты от перегрузки при перемотке кабеля ведущая звездочка механизма вращения кабельного барабана снабжена кулачковой предохранительной муфтой, отключающей ведущую звездочку при натяжении кабеля с усилием более 1,5 кН.

Для равномерной укладки кабеля на барабан установка оснащена кабелеукладчиком.

К задней части рамы приварены корпуса аутригеров и шарнирно прикреплены два откидных мостка для скатывания и накатывания барабанов. В транспортном положении их откидывают вверх и фиксируют стопорами.

Силовой привод состоит из электродвигателя мощностью 7,5 кВт, соединенного при помощи втулочно-пальцевой муфты с редуктором. Станция управления обеспечивает синхронную работу установки УПК-2000П и подъемного ремонтного агрегата и позволяет управлять установкой вручную с кнопочного поста, вынесенного на устье скважины, или автоматически.

Станция управления рассчитана на напряжение промышленной сети 380 В, а напряжение цепи управления с помощью трансформатора снижено до 12 В для безопасной работы обслуживающего персонала.

### Вопрос 7.6. Агрегат 2ПАРС

Агрегат 2ПАРС (рис. 7.7) на базе трактора Т-130МГ-1 выполняет работы по планировке площадок для установки агрегатов ремонта нефтяных, нагнетательных и газовых скважин, по нарезанию щелей под якоря оттяжек, демонтажу и монтажу устьевого оборудования, фонтанной арматуры, расчистке подъездных путей к скважинам и другим промышленным объектам.

Агрегат имеет бульдозерный отвал 8, гидравлический кран 3, механизм для разработки грунта, состоящий из редуктора 6, режущего органа 5 с механизмом его подъема 4, прицепного устройства 7, предохранительного клапана и механизма управления 2.

Редуктор односкоростной трехступенчатый смонтирован на стенке заднего моста трактора, и состоит из шестерни, зубчатой муфты, роликоподшипников, двойной шестерни, вала-шестерни, зубчатой полумуфты, звездочки бара.

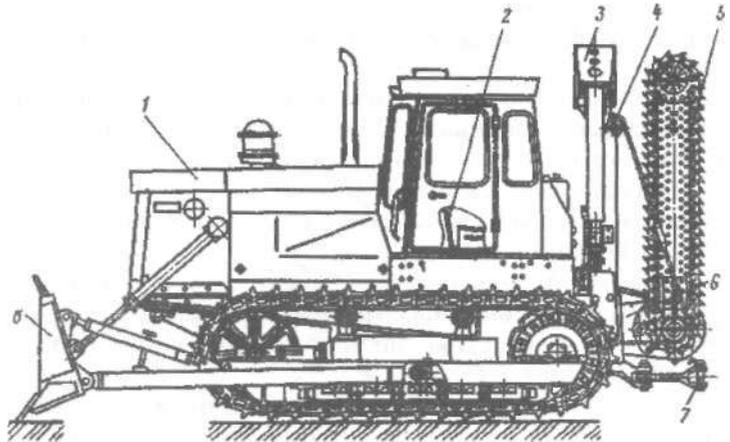


Рис. 7.7. Агрегат 2ПАРС:

- 1 - трактор Т-130МГ-1; 2 - механизм управления; 3 - гидравлический кран;
- 4 - механизм подъема режущего органа; 5 -режущий орган; 6 - редуктор;
- 7 -прицепное устройство; 8 - бульдозерный отвал

Редуктор крепят шпильками через корректировочную плиту к задней стенке боковых фрикционов трактора.

Гидрокран 4030П устанавливают на специальной плите, приваренной к задней стенке боковых фрикционов трактора с правой стороны.

Стрелу гидрокрана в транспортном положении закрепляют с помощью опоры и кронштейна на балке механизма подъема бара.

Крюк гидрокрана оснащен предохранительным устройством, предотвращающим самопроизвольное выпадение захватных приспособлений. Бульдозерный отвал представляет собой сварную конструкцию, состоящую из отвала, толкающих брусьев с опорами и винтовых раскосов.

Механизм управления расположен в кабине трактора и состоит из рычага и тяги.

Тяга непосредственно соединяется с рычагом и вилкой муфты включения бара.

Механизм подъема режущего органа состоит из гидроцилиндра двойного действия, приводной звездочки, тяговой цепи с натяжным устройством режущего органа, балки и предназначен для разработки грунта, для нарезания щелей под якоря оттяжек, разработки мерзлого грунта при планировке площадок.

Режущий орган представляет собой бар, уравновешенный беспланочной режущей цепью.

Натяжение режущей цепи регулируют вращением винта, который, перемещаясь относительно гайки, передает усилие головке бара, натягивая или ослабляя цепь.

Направляющий режущей цепи ручей образован брусьями, плитами и прикрепленными к плите накладками. В нижней части рамы бара имеются продольный прямоугольный паз фиксации бара и шесть отверстий под болты для крепления режущего органа к седлу редуктора установки.

Режущий орган заимствован от врубовой машины «Урал-33». Привод режущего органа осуществляется через редуктор, быстроходный вал которого соединен с валом отбора мощности трактора шлицевой муфтой. Режущий орган фиксируют в транспортном положении запорным валиком, который находится в корпусе редуктора и включается при совпадении отверстия седла с валиком.

Прицепное устройство, состоящее из серьги и удлинителя, крепят к кронштейну механизма подъема бара и к фундаменту гидрокрана.

Если прицепное устройство не используется, то удлинитель серьги отводят в сторону и фиксируют запорной планкой или снимают.

Для обеспечения номинальной подачи рабочей жидкости к цилиндрам гидрокрана и цилиндру бара вместо масляного насоса гидросистему трактора оборудуют насосом НШ-32УЛ. Все узлы гидравлической системы соединены между собой трубопроводами.

Шестеренчатый насос подсоединяют к редуктору привода насоса переходной шлицевой втулкой. Насос, получая вращение от коленчатого вала двигателя через редуктор, забирает рабочую жидкость из бака и нагнетает ее в распределитель трактора, откуда две пары трубопроводов подводят жидкость к цистернам бульдозерного отвала и цилиндру механизма подъема бара. Для создания оптимальных условий подачи бара при разработке грунтов различных категорий на линии заглубления бара установлен предохранительный клапан с переливным золотником и манометром.

### **Вопрос 7.7. Агрегат АЗА - 3**

Агрегат предназначен для механизированной установки винтовых и вертикальных закладных анкеров в прочных грунтах. При этом агрегат, кроме работ по заглубленному заворачиванию винтовых анкеров, извлечению винтовых анкеров обратным вращением, выполняет и бурение шурфов под закладные анкера.

Агрегат (рис. 7.8.) смонтирован на шасси автомобиля высокой проходимости ЗИЛ-131 А, включает в себя коробку отбора мощности, коробку передач, карданные валы, платформу для инструмента, угловой редуктор, верхний редуктор, мачту, вращатель, инструмент винтовых анкеров и шнековых буров. Агрегат оснащен гидравлической и электрической системами и системой управления.

Все узлы и системы смонтированы на общей раме, которая прикреплена стремянками к лонжеронам шасси.

Вращатель, предназначенный для крепления рабочего инструмента и придания ему вращательного и поступательного движений, приводится в движение от тягового двигателя автомобиля через силовую передачу, в которой выходной вал коробки отбора мощности соединяется карданным валом с первичным валом коробки передач, а она, в свою очередь, карданными валами через промежуточную опору - с угловым редуктором.

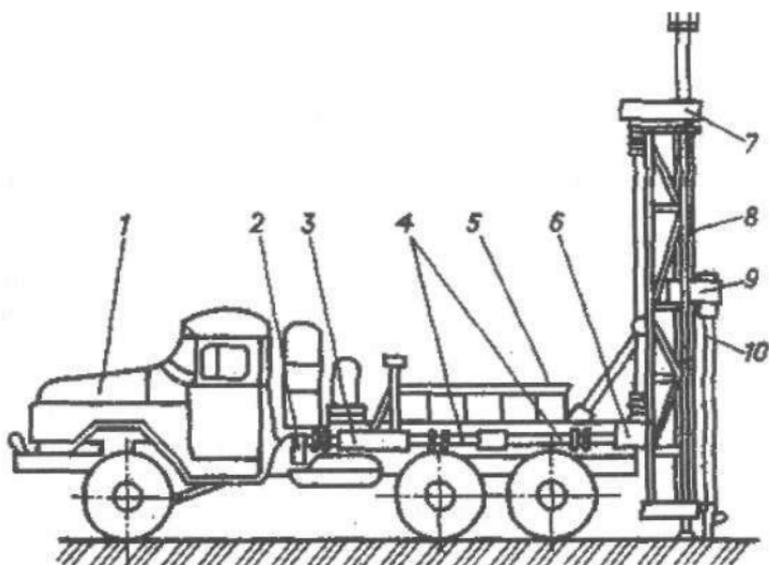


Рис. 7.8. Агрегат АЗА-3:

- 1 - шасси автомобиля; 2 - коробка отбора мощности; 3 - коробка передач;  
 4 - карданные валы; 5 - платформа для инструмента; 6 - угловой редуктор;  
 7 - верхний редуктор; 8 - мачта; 9 - вращатель;  
 10 - инструмент винтовых анкеров и шнековых буров

Угловой редуктор через зубчатую муфту, вертикальный вал, предохранительную муфту связан с верхним редуктором, который установлен на верхней плите мачты. Через трехгранное проходное отверстие этого редуктора проходит трехгранный вал, нижний конец которого закреплен в ведущей шестерне вращателя.

Для подсоединения инструмента - винтовых анкеров и шнековых буров - шпиндель вращателя снабжен съемным безопасным патроном.

Вращатель шарнирно связан с кареткой, которая перемещается вверх-вниз по направляющим, роль которых выполняют трубы передней грани мачты. Перемещение каретки обеспечивается гидроцилиндрами подачи.

Мачта агрегата телескопическая, при транспортировке она укладывается в горизонтальное положение на специальную опору с помощью гидроцилиндров.

Инвентарный инструмент шнековых буров и винтовых анкеров, а также других инструментов и приспособлений, необходимых для выполнения работ, размещается и транспортируется на платформе.

Гидравлическая система обеспечивает проведение многих работ:

- подъем и опускание мачты,
- подача вращателя и включение зубчатой муфты вертикального вала;
- привод домкратов.

Эта система включает в себя два шестеренчатых насоса НШ-46У и НШ-10Е, гидрораспределитель Р-75-ВЗА, два гидроцилиндра подъема мачты, два гидродомкрата подачи вращателя, цилиндр муфты, маслобак, трубопроводы и пульт гидроуправления.

Электрическая система приборов освещения, световой и звуковой сигнализации, блокировки питается от генератора автомобиля. Приборы системы управления сосредоточены на общем пульте, установленном слева по ходу агрегата в непосредственной близости от рабочей зоны.

В комплект поставки агрегата входят шнековые буры с запасными деталями, винтовые анкеры и чертежи винтовых анкеров различных типоразмеров для возможности их изготовления собственными силами. Шнековый бур позволяет бурить шурфы под закладные анкеры на глубину до 2 м. При необходимости бурить шурфы на большую глубину можно применять наращиваемые буры специальной конструкции.

### **Вопрос 7.8. Агрегат 2АРОК**

Агрегат 2АРОК (рис. 7.9) предназначен для проведения технического обслуживания и ремонта станков-качалок на нефтяных промыслах. Он смонтирован на шасси автомобиля высокой проходимости УРАЛ-4320. С помощью агрегата проводится механизованная смазка всех узлов станка-качалки, промывка редуктора и смена масла, а также замена отдельных узлов и деталей, погрузка их на грузовую платформу и транспортировка на ремонтные базы. Кроме того, его можно использовать для выполнения электросварочных, газосварочных, слесарных работ и для покраски промысловых сооружений высотой до 7 м.

Установленный на шасси автомобиля специальный кузов в передней части имеет трехместную кабину для ремонтной бригады, в средней части монтируется оборудование для сварки, резки и имеется грузовая площадка. В задней части автомобиля находятся гидрокран марки 4030П (грузоподъемность 500 кг, высота подъема крюка 6,5 м, максимальный вылет стрелы 3,6 м) и лю-

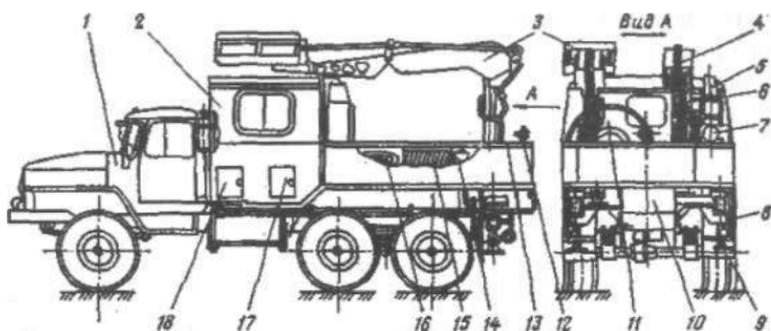


Рис. 7.9. Агрегат 2АРОК для обслуживания станков-качалок:

- 1 - шасси УРАЛ-4320; 2 - кузов; 3 - подъемник; 4 - гидрокран;
- 5 - контейнер для кислородного баллона; 6 - контейнер для пропанового баллона;
- 7 - съемник шкивов; 8 - лестница; 9 - выносные опоры; 10 - инструментальный ящик;
- 11 - запасное колесо; 12 - поворотная фара; 13 - пульт управления;
- 14 - солидолонагнетатель; 15 - кислородный и пропановый рукава;
- 16 - сварочный кабель; 17 - панель с розеткой;
- 18 - люк раздаточных рукавов маслосистемы

лечный гидроподъемник (грузоподъемность 250 кг, высота подъема пола люльки до 6 м и максимальный вылет стрелы - 3,5 м).

Кабина теплоизолирована пенопластом, внутренняя обшивка выполнена из прессованного картона с эмалевым покрытием. По левому борту (по направлению движения) кабины размещены верстак с тисками и откидным столом, тумба с электрощитом управления и инструментальными ящиками. Под верстаком на его раме закреплен сварочный трансформатор. В панели борта встроены два люка с закрывающимися дверцами (один для выхода шланга механизированной смазки, второй - для подсоединения к промышленной электросети внешнего заземления и подключения электроинструмента). В передней части размещено оборудование для механизированной смазки жидким маслом, шкафы для одежды и хозяйственных нужд и полка.

С правой стороны имеются дверь и выдвижной трап для входа и выхода, а на панели борта установлены щиток с тумблером включения освещения кабины, кнопка звукового сигнала и розетка подключения переносной лампы.

Между кабиной кузова и грузовой площадкой крепится опорная стойка, на которую опирается стрела гидрокрана и подъемника. К стойке прикреплены запасное колесо и контейнеры с кислородным и пропановым баллонами.

По левому борту платформы размещен ящик с тремя изолированными секциями и откидывающимися крышками, в которые укладываются: в переднюю - шланги для пропана и кислорода, среднюю - сварочный кабель, в последней секции установлен пневматический солидолонагнетатель с раздаточным пистолетом и шлангом. Пульт управления подъемными механизмами размещен у заднего борта грузовой платформы. На пульт выведены рычаги гидрораспределителей, ручка дублирующего управления акселератором, кнопки сигнализации, выключатель фары и манометр.

Источником электроэнергии агрегата служит генератор трехфазного переменного тока марки ЕСС5-62-4-М-101 мощностью 15 кВт · А, напряжением 400 В, частотой 50 Гц.

Через пульт управления генератор питает энергией сварочный трансформатор типа ТД 306У2 ((мощность 16,2 кВт · А, сила сварочного тока 250 А), электродвигатели насосов маслосистемы, переносные электроприемники небольшой мощности (гайковерт, сверлильная машина и др.). Генератор закреплен под полом грузовой платформы на основании кузова.

Масло подается в цилиндры гидрокрана, гидроподъемника, выносных опор, съемника шкивов шестеренчатым насосом НШ-32УЛ при рабочем давлении 7,5 МПа.

Привод генератора и насоса осуществляется от двигателя автомобиля. Вал коробки дополнительного отбора мощности автомобиля соединен карданным валом с валом редуктора. На корпусе редуктора установлены две коробки отбора мощности.

Вал одной коробки отбора мощности соединен с валом генератора вторым коротким карданным валом. На второй коробке отбора мощности установлен масляный насос НШ-32УЛ. Коробки отбора мощности включают из кабины кузова.

Емкости для механизированной смазки (свежего и отработанного масла по 250 м<sup>3</sup> в каждой и промывочной жидкости 60 м<sup>3</sup>) заполняют свободным наливом или с помощью шестеренчатого электроприводного насоса Ш2-25-1.4/16Б. Высота подъема жидкости равна 2 м, подача при вязкости 0,75 см<sup>2</sup>/с - 1,4 м<sup>3</sup>/ч, давление на выкиде - 0,4 МПа, мощность электропривода - 1,5 кВт. Длина выносных шлангов для забора и выдачи свежего масла и промывочной жидкости составляет 6 м (каждый). Масло подогревается электронагревателями типа ТЭН-200Б13/2Н220. Консистентная смазка находится в бункере вместимостью 14 кг, она подается ручным шприцем с давлением на выходе до 22 МПа или

пневматическим нагнетателем типа 03-1153А при давлении 25 МПа.

В зимнее время кабины отапливаются на стоянке тепловентилятором ЛН-1,25/220-1,6.

Оборудование для газовой резки и сварки включает кислородный и пропановый баллоны вместимостью по 40 и 50 л, а также горелки, резаки и шланги для подачи кислорода и пропана длиной по 10 м.

### **Вопрос 7.9. Агрегат для обслуживания и ремонта водоводов 2АРВ**

Агрегат предназначен для аварийного и планово-предупредительного ремонтов нефтепромысловых водоводов систем поддержания пластового давления и технического водоснабжения в полевых условиях.

Агрегат (рис. 7.10) представляет собой закрытый кузов-фургон, смонтированный на шасси автомобиля ГАЗ-66. Кузов-фургон цельнометаллический разделен перегородкой на два отсека: утепленный для обслуживающей бригады из трех человек и грузовой. В переднем утепленном отсеке установлен сварочный генератор ГСО-300-5 с регулятором оборотов, закрытый верстаком с откидными дверками. На верхнем месте верстака установлены слесарные тиски и ящик с набором слесарного инструмента модели 2446. В кабине водителя размещен блок автоматики, а на

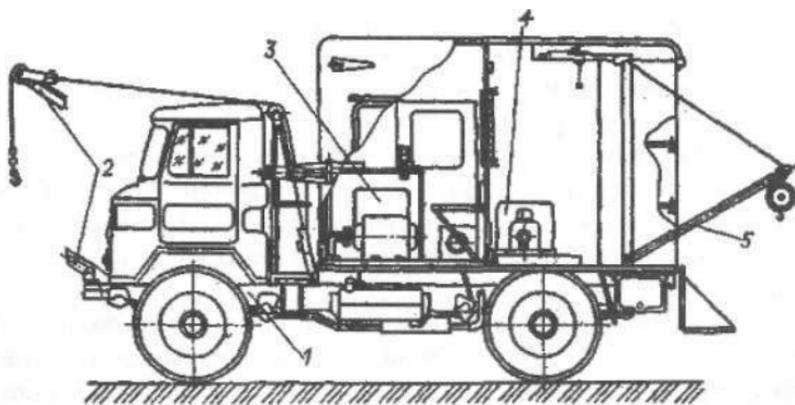


Рис. 7.10. Агрегат для ремонта водоводов 2АРВ:

1 - шасси автомобиля ГАЗ-66; 2 - переднее грузоподъемное устройство;  
3 - сварочный генератор; 4 - насосный агрегат; 5 - заднее грузоподъемное устройство

головке блока двигателя - исполнительный механизм регулятора оборотов. Регулятор оборотов автоматически поддерживает номинальную частоту вращения двигателя автомобиля (1500 мин<sup>-1</sup>) при изменении нагрузки на сварочный генератор.

В грузовом заднем отсеке кузова расположена насосная установка НЦС-4 со шлангами (общая длина напорных рукавов 20 м), а также подставка для баллонов газовой резки (кислородный и пропанобутановый).

Привод центробежного самовсасывающего насоса НЦС-4 осуществляется от двигателя внутреннего сгорания УД-25, установленного на общей раме с насосом. Для предотвращения кавитации при перекачке вязких жидкостей и срывов насоса при подсосе воздуха на нагнетательной линии установлена задвижка, регулирующая расход откачиваемой жидкости. Выхлопные газы от двигателя выбрасываются через люк с левой стороны кузова. Наибольшая подача насоса составляет 60 м<sup>3</sup>/ч, давление - 0,28 МПа, высота всасывания -7 м.

Агрегат оснащен грузоподъемным устройством в виде стрелы, закрепляемой в транспортном положении с левой стороны кузова. В рабочем состоянии стрелу устанавливают на переднем буфере автомобиля. Подъем и опускание стрелы проводят рычажной лебедкой ЛР-1,5. На конце стрелы устанавливают ручную шестеренчатую таль грузоподъемностью 500 кг. Максимальный вылет стрелы равен 3 м, максимальная высота подъема груза составляет 3,7 м.

Лебедку ЛР-1,5 размещают в средней части грузового отсека, который закрывается откидным металлическим бортом и специальным брезентовым тентом.

Сварочный генератор получает привод от цепного редуктора посредством упругой муфты. Цепной редуктор приводится в действие от коробки отбора мощности, установленной на раздаточной коробке автомобиля, через зубчатую пару. Управление коробкой отбора мощности осуществляется рычагом управления с места водителя.

Аварийное отключение двигателя автомобиля выполняется блоком автоматики, установленным в кабине автомобиля. Для проведения ремонтных работ в ночное время агрегат оборудован переносной фарой, позволяющей выполнять работы в радиусе 20 м от машины.

## Вопрос 7.10. Маслозаправщик МЗ-4310СК

Маслозаправщик МЗ-4310СК (рис. 7.11), смонтированный на базе автомобиля КамАЗ-4310, выполняет заправочно-смазочные работы на станках-качалках, а также на другой технике, эксплуатируемой на нефтепромыслах.

Он состоит из шасси автомобиля, цистерны для чистого, отработанного масла и промывочной жидкости, системы выдачи масла и промывочной жидкости, системы сбора отработанного масла, системы для подогрева чистого масла, системы для выдачи и подогрева солидола, кабины управления спецоборудованием, электрооборудования и контрольно-измерительных приборов, комплекта инструментов и принадлежностей.

Оборудование маслозаправщика позволяет заправлять свои емкости маслом, дизельным топливом из посторонних емкостей, транспортировать масло, дизельное топливо к объектам заправки, заправлять редукторы станков-качалок маслом, добавлять в зимнее время в редукторы дизельное топливо, забирать отработанное масло из редукторов в свою емкость, промывать картеры редукторов дизельным топливом, перекачивать масло, дизельное топливо из одной емкости в другую, минуя свои емкости, нагревать масло в цистерне выхлопными газами двигателя автомобиля, перемешивать масло в цистерне для его равномерного нагрева, сохранять длительное время температуру нагретого масла при минусовых температурах окружающей среды,

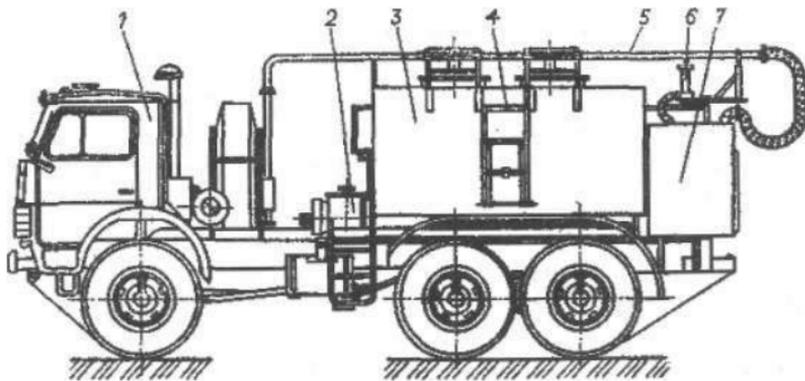


Рис.7.11. Маслозаправщик МЗ-4310СК:

- 1 - шасси автомобиля; 2 - компрессор; 3 - трехсекционная цистерна; 4 - лестница;
- 5 - поворотный трубопровод; 6 - пневмоцилиндр;
- 7 - отсек управления спецоборудованием

сливать чистое масло, дизельное топливо из цистерны с помощью своего насоса.

На выхлопной трубе автомобиля устанавливается переключатель выхлопных газов, с помощью которого при необходимости можно изменить направление движения выхлопных газов в дополнительный отвод.

От нижнего воздушного баллона пневматической системы автомобиля отбирается сжатый воздух на кран управления, установленный в кабине автомобиля для управления коробкой отбора мощности.

На линии тормозной системы после тройного защитного клапана отбирается сжатый воздух для проведения операций по перегонке отработанного масла и промывочной жидкости из воздушно-вакуумного бака в цистерну.

Цистерна, разделенная на три секции, предназначена для хранения и транспортирования чистого, отработанного масла и промывочной жидкости. К нижней части цистерны приварены опоры, которые также приварены к швеллерам, прикрепленным к лонжеронам автомобиля через деревянные брусья стремянок. В верхней части цистерны установлены поплавковые уровнемеры. Цистерна снабжена лестницей и площадками обслуживания. Между наружной облицовкой и обечайкой цистерны имеется теплоизоляционный слой из стекловолокна, предохраняющий нагретое масло от быстрого остывания при минусовой температуре окружающей среды.

Сверху у каждой секции цистерны имеется герметично закрытый люк-лаз, позволяющий проводить монтажные и другие работы внутри цистерны. На быстросъемной крышке люков имеются «дыхательные» трубки для обеспечения полного наполнения цистерны и отвода воздуха или паров масла.

В нижней части каждая секция цистерны имеет сливные отверстия выдачи или слива находящейся в ней жидкости.

Масло в цистерне нагревается теплом выхлопных газов автомобиля, проходящих внутри цистерны по трубчатому подогревателю.

Система выдачи масла и промывочной жидкости состоит из шестеренчатого насоса Ш40-6, трубопроводов, кранов, магнитного фильтра, приемочно-раздаточных рукавов и предназначена для наполнения цистерны чистым маслом или дизельным топливом, а также для их подачи.

Отбор мощности для привода шестеренчатого насоса Ш40-6 проводится от коробки отбора мощности, установленной на верхнем люке раздаточной коробки, и карданное соединение.

Заполнение емкостей цистерны чистым маслом и промывочной жидкостью можно проводить или собственным насосом, или посторонним имеющимся на базе.

Слева от насоса (по ходу автомобиля) находится всасывающий рукав для заправки емкостей чистым маслом и промывочной жидкостью из посторонних емкостей. Справа от насоса находится нагнетательный рукав для выдачи масла и приемочной жидкости в свою или в постороннюю емкость при необходимости.

Для выдачи масла и промывочной жидкости на опоре, приваренной к каркасу кабины управления спецоборудованием, установлен поворотный трубопровод, который может вращаться

### **Вопросы для самоконтроля**

1. Как осуществляются погрузочно -> разгрузочные работы на трубовозе ТВЭ-6,5-131А?
2. Назначение и принцип работы агрегата АПШ.
3. Какова грузоподъемность промышленного самопогрузчика ПС-0,5К?
4. Монтажная база самопогрузчика ПС-0,5К.
5. Особенности промышленного самопогрузчика ПС-6.5М.
6. Назначение и принцип работы агрегата АТЭ-6.
7. Какие варианты выпуска установки типа УПК-2000?
8. Назначение и конструкция агрегата 2ПАРС.
9. Принцип работы агрегата АЗА - 3.
10. Какова грузоподъемность и высота подъема крюка агрегата 2АРОК?
11. Какова грузоподъемность и высота подъема пола люльки агрегата 2АРОК?
12. Назначение и конструкция агрегата 2АРВ.
13. Транспортная база маслозаправщика МЗ-4310СК.
14. Из скольких секций состоит цистерна маслозаправщика МЗ-4310СК?

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аренсон Р.И., Нефтепромысловые машины и механизмы, М., «Гостоптехиздат», 1963.
2. Богданов А.А., Погружные центробежные электронасосы, М., «Гостоптехиздат», 1957.
3. Бухаленко Е.И., Бухаленко В.Е., Оборудование и инструмент для ремонта скважин, М., «Недра», 1991.
4. Вадецкий Ю.В., Бурение нефтяных и газовых скважин, М., «Недра» 1993.
5. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А., Каштанов В.С., Пекин С.С. Оборудование для добычи нефти и газа: В 2 ч. - М., ГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина 2002.- 4. 1.
6. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А., Каштанов В.С., Пекин С.С. Скважинные насосные установки для добычи нефти. - М., ГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2002.
7. Казак А.С., Росин И.И., Чичеров Л.Г. Погружные бесштанговые насосы для добычи нефти М., «Недра» 1973.
8. Касьянов В.М., Гидромашины и компрессоры, М., «Недра», 1981.
9. Колесников П.И., Челомбиев Б.К., Лобкин А.И., Специальные агрегаты и механизмы, применяемые в бурении и нефтегазодобыче М., «Недра» 1975.
10. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. - М., ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003.
11. Молчанов А. Г., Чичеров В. Л., Нефтепромысловые машины и механизмы, М., «Недра», 1983.
12. Молчанов А.Г., Чичеров Л.Г., Нефтепромысловые машины и механизмы, М., «Недра», 1976.
13. Молчанов Г.В., Молчанов А.Г., Машины и оборудование для добычи нефти и газа М., «Недра» 1984.
14. Насосы и компрессоры, М., «Недра» 1974, Авт.: Абдурашидов С.А., Тупиченков А.А., и др.
15. Нефтепромысловое оборудование, Справочник, Под ред. Бухаленко Е.И., М., «Недра», 1990.

16. Палашкин Е.А., Справочник механика по глубокому бурению, М., «Недра» 1981.

17. Раабен А.А., Шевалдин П.Е., Максutow Н.Х., Ремонт и монтаж нефтепромыслового оборудования, М., «Недра», 1989.

18. Справочная книга по текущему и капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин, А.Д.Амиров, К.А.Карпетов, Ф.Д.Лемберанский и др., М., «Недра» 1979.

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>Предисловие</b> .....	<b>3</b>
<b>Тема 1. НАСОСЫ ОБЪЕМНОГО ДЕЙСТВИЯ</b> .....	<b>4</b>
Вопрос 1.1. Классификация поршневых насосов .....	4
Вопрос 1.2. Принцип работы поршневого насоса .....	6
Вопрос 1.3. Закон движения поршня насоса .....	8
Вопрос 1.4. Средняя подача поршневых насосов всех типов .....	10
Вопрос 1.5. Коэффициент подачи поршневых насосов, факторы на него влияющие .....	11
Вопрос 1.6. Графики подачи поршневых насосов .....	12
Вопрос 1.7. Воздушные колпаки .....	14
Вопрос 1.8. Работа насоса и индикаторная диаграмма .....	16
Вопрос 1.9. Мощность и КПД поршневого насоса. Определение мощности привода .....	20
Вопрос 1.10. Определение усилий на основные детали поршневых насосов .....	21
Вопрос 1.11. Конструкция поршневого насоса. Основные узлы и детали насоса .....	23
Вопрос 1.12. Эксплуатация поршневых насосов .....	28
Вопрос 1.13. Регулирование работы поршневого насоса .....	30
Вопрос 1.14. Роторные насосы .....	31
Вопрос 1.15. Дозировочные насосы .....	35
Вопрос 1.16. Смазка узлов приводной части насоса .....	37
Вопросы для самоконтроля .....	38
<b>Тема 2. ДИНАМИЧЕСКИЕ НАСОСЫ</b> .....	<b>40</b>
Вопрос 2.1. Схема и принцип действия центробежного насоса .....	40
Вопрос 2.2. Основное уравнение центробежного насоса .....	42
Вопрос 2.3. Действительный напор центробежного насоса .....	45
Вопрос 2.4. Подача центробежного насоса .....	47
Вопрос 2.5. Мощность и коэффициент полезного действия центробежного насоса .....	49

Вопрос 2.6. Уравновешивание осевого давления.....	50
Вопрос 2.7. Явление кавитации и допустимая высота всасывания.....	51
Вопрос 2.8. Зависимость подачи, напора и мощности от числа оборотов.....	53
Вопрос 2.9. Коэффициент быстроходности.....	54
Вопрос 2.10. Рабочая характеристика центробежного насоса.....	56
Вопрос 2.11. Определение рабочей характеристики насоса при изменении частоты вращения вала.....	57
Вопрос 2.12. Обточка рабочих колес по диаметру.....	58
Вопрос 2.13. Влияние плотности и вязкости перекачиваемой жидкости на работу насоса.....	59
Вопрос 2.14. Работа центробежного насоса в одинарный трубопровод.....	60
Вопрос 2.15. Работа насоса в разветвленный трубопровод.....	61
Вопрос 2.16. Параллельная работа центробежных насосов.....	62
Вопрос 2.17. Последовательная работа центробежных насосов.....	63
Вопрос 2.18. Регулирование параметров работы центробежного насоса.....	64
Вопрос 2.19. Эксплуатация центробежных насосов.....	65
Вопрос 2.20. Конструктивные особенности центробежных насосов.....	67
Вопрос 2.21. Конструкция центробежного насоса серии ЦНС - 180.....	71
Вопрос 2.22. Назначение, схема и устройство насосного блока БКНС.....	74
Вопрос 2.23. Схема системы ППД с использованием погружного центробежного электронасоса.....	76
Вопросы для самоконтроля.....	77

<b>Тема 3. КОМПРЕССОРЫ</b> .....	<b>79</b>
Вопрос 3.1. Принцип работы и термодинамические условия работы поршневого компрессора.....	80
Вопрос 3.2. Индикаторная диаграмма идеального рабочего процесса компрессора.....	82
Вопрос 3.3. Работа на сжатие единицы массы газа в компрессоре.....	84
Вопрос 3.4. Индикаторная диаграмма реального рабочего процесса компрессора.....	85
Вопрос 3.5. Подача поршневого компрессора, коэффициент подачи.....	87
Вопрос 3.6. Многоступенчатое сжатие.....	88
Вопрос 3.7. Мощность и коэффициент полезного действия поршневого компрессора.....	92
Вопрос 3.8. Охлаждение компрессора, схема.....	93
Вопрос 3.9. Принцип расчета системы охлаждения.....	94
Вопрос 3.10. Конструкции поршневых компрессоров, схемы.....	95
Вопрос 3.11. Основные узлы и детали компрессора.....	97
Вопрос 3.12. Системы смазки компрессора.....	101
Вопрос 3.13. Регулирование производительности поршневых компрессоров.....	102
Вопрос 3.14. Турбокомпрессоры, принцип работы, схема.....	103
Вопрос 3.15. Особенности конструкции турбокомпрессора. Сравнение с поршневым компрессором.....	106
Вопрос 3.16. Характеристика турбокомпрессора.....	107
Вопрос 3.17. Винтовые компрессоры.....	108
Вопрос 3.18. Ротационные компрессоры.....	110
Вопрос 3.19. Газомотокомпрессор.....	112
Вопрос 3.20. Эксплуатация поршневых компрессоров.....	116
Вопрос 3.21. Типы компрессоров, их применение.....	117
Вопрос 3.22. Компрессорные станции. Схема работы.....	119

Вопрос 3.23. Неисправности компрессоров.....	120
Вопросы для самоконтроля.....	122
<b>Тема 4. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН</b> .....	<b>123</b>
Вопрос 4.1. Конструкция и обозначения обсадных труб.....	123
Вопрос 4.2. Назначение и конструкция колонных головок.....	124
Вопрос 4.3. Конструкция трубных головок.....	127
Вопрос 4.4. Фонтанная арматура.....	128
Вопрос 4.5. Запорные и регулирующие устройства фонтанной арматуры и манифольда.....	133
Вопрос 4.6. Монтаж и демонтаж фонтанной арматуры.....	138
Вопрос 4.7. Эксплуатация фонтанной арматуры.....	139
Вопрос 4.8. Ремонт фонтанной арматуры.....	139
Вопрос 4.9. Принцип работы газлифтного подъемника.....	141
Вопрос 4.10. Компрессорное оборудование при газлифте.....	142
Вопрос 4.11. Схема работы бескомпрессорного газлифта.....	143
Вопрос 4.12. Внутрискважинное оборудование при газлифте.....	145
Вопрос 4.13. Схема ШСНУ.....	150
Вопрос 4.14. Скважинные штанговые насосы.....	153
Вопрос 4.15. Режим работы скважинных насосов. Динамограмма работы.....	160
Вопрос 4.16. Подача ШСНУ. Коэффициент подачи.....	163
Вопрос 4.17. Ремонт, хранение и транспортировка скважинных насосов.....	166
Вопрос 4.18. Насосные штанги, конструкция, условия работы.....	167
Вопрос 4.19. Расчет и конструирование колонны штанг.....	170
Вопрос 4.20. Утяжеленный низ колонны штанг.....	173
Вопрос 4.21. Эксплуатация, транспортировка и хранение штанг.....	174
Вопрос 4.22. Насосно-компрессорные трубы.....	175

Вопрос 4.23. Расчет колонны насосно-компрессорных труб.....	176
Вопрос 4.24. Кинематика станка-качалки.....	177
Вопрос 4.25. Силы, действующие в точке подвеса штанг.....	179
Вопрос 4.26. Принцип уравнивания станка-качалки.....	180
Вопрос 4.27. Грузовое уравнивание станка-качалки.....	181
Вопрос 4.28. Крутящий момент на кривошипе станка-качалки.....	184
Вопрос 4.29. Мощность электродвигателя станка-качалки.....	185
Вопрос 4.30. КПД штанговой насосной установки.....	186
Вопрос 4.31. Подбор оборудования для штанговой насосной установки.....	187
Вопрос 4.32. Устьевое оборудование ШСНУ.....	193
Вопрос 4.33. Редукторы станков-качалок.....	196
Вопрос 4.34. Основные типы балансирных станков - качалок.....	200
Вопрос 4.35. Канатная подвеска станка-качалки.....	205
Вопрос 4.36. Монтаж станка-качалки.....	207
Вопрос 4.37. Техника безопасности при эксплуатации скважин штанговыми насосами.....	208
Вопрос 4.38. Эксплуатация балансирных станков-качалок.....	209
Вопрос 4.39. Схема УЭЦН.....	211
Вопрос 4.40. Устьевое оборудование УЭЦН.....	215
Вопрос 4.41. Конструкция электроцентробежного насоса.....	216
Вопрос 4.42. Гидрозащита электродвигателя.....	220
Вопрос 4.43. Система токоподвода.....	223
Вопрос 4.44. Конструкция электродвигателя.....	225
Вопрос 4.45. Монтаж установки погружных ЭЦН.....	227
Вопрос 4.46. Обслуживание установок погружных ЭЦН.....	229
Вопрос 4.47. Назначение и конструкция обратного и спускного клапана.....	229

Вопрос 4.48. Компоновка погружного агрегата электровинтовой насосной установки.....	232
Вопрос 4.49. Конструкция скважинного винтового насоса.....	234
Вопрос 4.50. Принципиальные схемы закрытой и открытой ГПНУ.....	235
Вопрос 4.51. Принцип действия гидropоршневого насосного агрегата.....	239
Вопрос 4.52. Схема работы и принцип действия диафрагменного насоса.....	241
Вопрос 4.53. Схема работы и принцип действия струйного насоса.....	243
Вопрос 4.54. Скважинный струйный насос.....	246
Вопросы для самоконтроля.....	247
<b>Тема 5. ОБОРУДОВАНИЕ И ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ РЕМОНТА СКВАЖИН.....</b>	<b>250</b>
Вопрос 5.1. Классификация видов ремонта и операций в скважинах.....	250
Вопрос 5.2. Талевая система.....	250
Вопрос 5.3. Инструмент для проведения СПО.....	258
Вопрос 5.3.1. Элеваторы.....	258
Вопрос 5.3.2. Спайдеры.....	263
Вопрос 5.3.3. Ключи.....	265
Вопрос 5.4. Роторные установки.....	271
Вопрос 5.5. Трубные и штанговые механические ключи.....	272
Вопрос 5.6. Порядок СПО с применением АПР.....	282
Вопрос 5.7. Подъемные лебедки.....	283
Вопрос 5.8. Подъемные агрегаты.....	289
Вопрос 5.9. Вертлюги.....	316
Вопрос 5.10. Противовыбросовое оборудование.....	317
Вопрос 5.11. Винтовой забойный двигатель.....	321
Вопрос 5.12. Ловильный инструмент.....	323
Вопросы для самоконтроля.....	335
<b>Тема 6. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ.....</b>	<b>337</b>
Вопрос 6.1. Насосные установки.....	337
Вопрос 6.2. Смесительные установки.....	349

Вопрос 6.3. Автоцистерны.....	359
Вопрос 6.4. Устьевое и вспомогательное оборудование.....	363
Вопрос 6.5. Оборудование для депарафинизации скважин.....	366
Вопрос 6.6. Оборудование для исследования скважин.....	373
Вопрос 6.7. Эксплуатационные пакеры.....	375
Вопрос 6.8. Эксплуатационные якоря.....	379
Вопрос 6.9. Расположение оборудования приСКО.....	381
Вопрос 6.10. Расположение оборудования приГРП.....	381
Вопрос 6.11. Расположение оборудования при промывке скважины.....	382
Вопросы для самоконтроля.....	383
<b>Тема 7. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ МЕХАНИЗАЦИИ РАБОТ.....</b>	<b>384</b>
Вопрос 7.1. Трубовоз ТВЭ-6,5-131А.....	384
Вопрос 7.2. Агрегат для перевозки штанг АПШ.....	386
Вопрос 7.3. Промысловые самопогрузчики.....	387
Вопрос 7.4. Агрегат АТЭ - 6.....	391
Вопрос 7.5. Установка для перевозки кабеля УПК - 2000ПМ.....	392
Вопрос 7.6. Агрегат 2ПАРС.....	394
Вопрос 7.7. Агрегат АЗА-3.....	396
Вопрос 7.8. Агрегат 2АРОК.....	398
Вопрос 7.9. Агрегат для обслуживания и ремонта водоводов 2АРВ.....	401
Вопрос 7.10. Маслозаправщик МЗ-4310СК.....	403
Вопросы для самоконтроля.....	405
<b>СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....</b>	<b>406</b>

