

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН
АЛЬМЕТЬЕВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ ИНСТИТУТ

Бикбулатова Г.И., Думлер Е.Б.



***Эксплуатация
скважинного
штангового
насосного
оборудования***

АЛЬМЕТЬЕВСК 2009

Министерство образования и науки Республики Татарстан
Альметьевский государственный нефтяной институт

Г.И. Бикбулатова, Е.Б. Думлер

Эксплуатация штангового насосного оборудования

Допущено Учебно-методическим объединением вузов Российской Федерации по нефтегазовому образованию в качестве учебного пособия для студентов высших учебных заведений, обучающихся по специальности 130503.65 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых промыслов» направления подготовки дипломированных специалистов 130500 «Нефтегазовое дело» и специальности 130602.65 «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов» направления подготовки дипломированных специалистов 130600 «Оборудование и агрегаты нефтегазового производства»

Альметьевск 2009

Бикбулатова Г.И., Думлер Е.Б.

Эксплуатация штангового насосного оборудования: Учебное пособие по курсам «Техника и технология добычи нефти и газа» и «Эксплуатация, ремонт и монтаж оборудования для добычи нефти и газа» по специальности 130602 «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов», по курсу «Нефтегазопромысловое оборудование» по специальности 130503 «Разработка нефтяных и газовых промыслов». – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2009. – 130 с.

Учебное пособие предназначено для методического обеспечения студентов старших курсов специальности 130602.65 «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов» по курсу «Эксплуатация, ремонт и монтаж машин и оборудования для добычи нефти и газа», специальности 130503.65 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых промыслов» по курсу «Нефтегазопромысловое оборудование» и специальности 151001.65 «Технология машиностроения» по курсу «Техника и технология добычи нефти и газа».

Пособие состоит из четырех разделов, в которых рассмотрены конструктивные особенности комплекса оборудования, входящего в состав штанговой насосной установки, приведены основные сведения о техническом обслуживании, ремонте, эксплуатации, монтаже, транспортировании и хранении оборудования.

Печатается по решению учебно-методического совета АГНИ.

Рецензенты:

1. Доцент кафедры «Машины и оборудование нефтяной и газовой промышленности» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, к.т.н. Пекин С.С.
2. Главный механик НГДУ «Ямашнефть» Артемьев А.М.
3. Доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» АГНИ, к.т.н. Захарова Е.Ф.

Введение

Механизированная добыча нефти осуществляется различными типами насосных установок. Несмотря на то, что распределение фонда скважин по способам эксплуатации зависит от применяемой технологии разработки месторождений, дебита скважин и физико-химических свойств добываемой жидкости, на сегодняшний день наиболее распространенным в мировой практике является способ с использованием штанговых насосных установок. В РФ данными установками оснащено до 58% всего действующего фонда скважин, в США - около 90%. В нашей стране чаще всего их используют на малодебитных скважинах в осложненных условиях (при высокой вязкости добываемой продукции, повышенных температурах, большого содержания свободного газа и механических примесей), что и определяет относительно низкую суммарную добычу нефти – не более 25%, в некоторых регионах до 3-5% [13]. Опыт эксплуатации ШСНУ как за рубежом, так и в РФ показывает возможность эффективного применения этих установок на средне- и высокодебитных скважинах с больших глубин.

Процесс эксплуатации комплекса оборудования входящего в состав штанговой насосной установки, включает в себя весь жизненный цикл оборудования : приемку, транспортировку и хранение, монтаж-демонтаж, непосредственно использование по назначению, техническое обслуживание, диагностику, ремонт и списание. Без знания конструкции оборудования невозможно изучать этапы его эксплуатации.

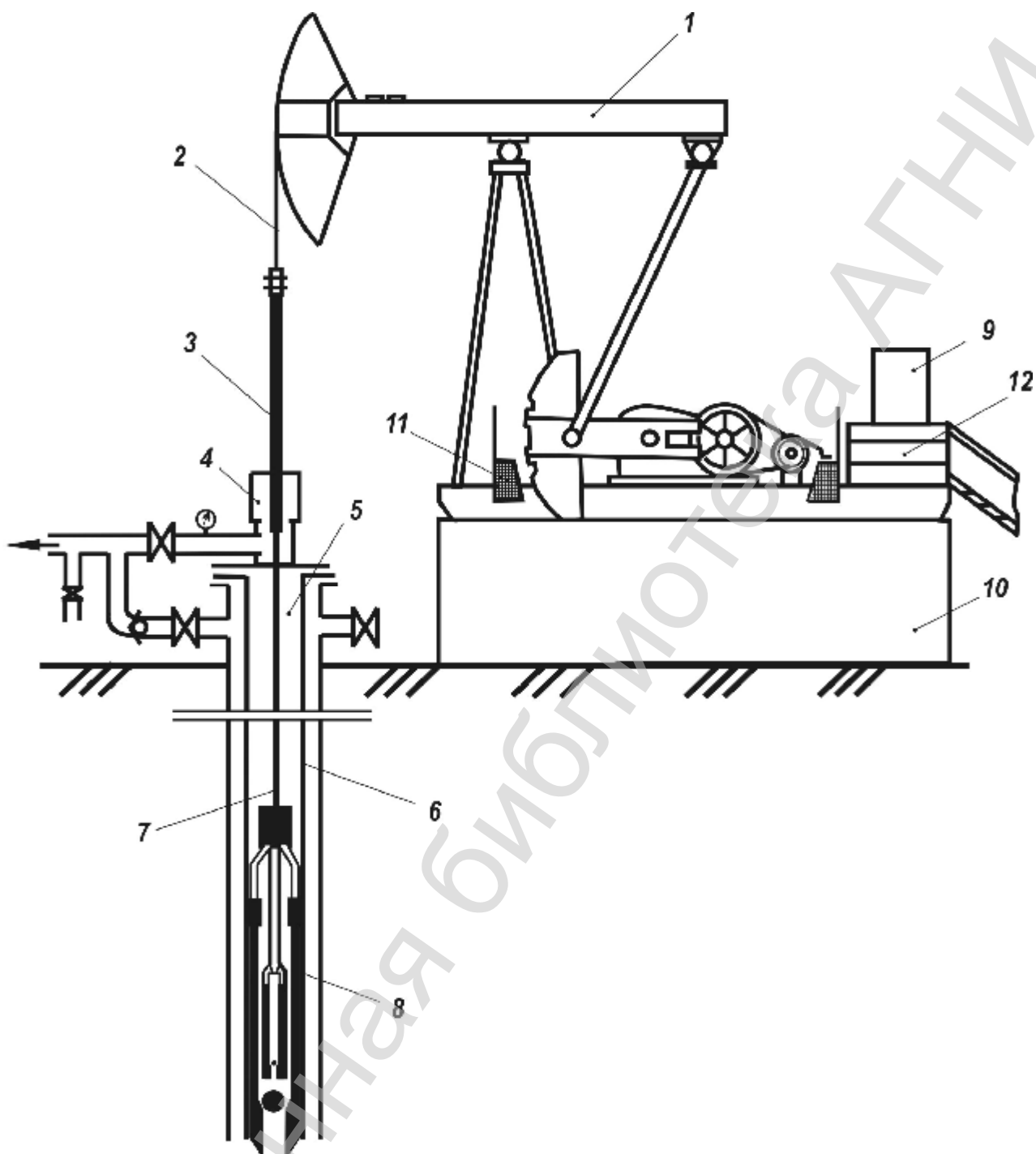
В общем случае скважинная штанговая насосная установка (рис. 1) включает:

- привод штангового насоса;
- канатную подвеску, устьевой шток и устьевое оборудование;
- колонны насосно-компрессорных труб (НКТ) и насосных штанг;
- скважинный насос и вспомогательное подземное оборудование;
- станцию управления и фундамент.

Кроме того, в зависимости от конкретных требований эксплуатации скважин в состав ШСНУ могут входить дополнительные элементы.

Привод 1 размещают в непосредственной близости от устья скважины и посредством канатной подвески 2 соединяют с устьевым штоком 3. Для обеспечения герметичности верхней части колонны НКТ устьевой шток устанавливают в сальнике 4, расположенного в корпусе с боковыми отводами, один из которых соединяет внутреннюю полость НКТ с промысловым коллектором. К нижнему концу устьевого штока подвешивают колонну штанг 7, которая служит для передачи вертикального возвратно – поступательного движения плунжеру скважинного насоса.

Насосно-компрессорные трубы соединяют цилиндр скважинного насоса с устьевым оборудованием, и образуют канал для движения откачиваемой жидкости от насоса к устью скважины.



1 — привод скважинного штангового насоса; 2 — канатная подвеска; 3 — устьевой шток; 4 — сальниковое устройство; 5 — устьевая арматура; 6 — колонна НКТ; 7 — колонна насосных штанг; 8 — скважинный насос; 9 — станция управления; 10 — фундамент; 11 — ограждение; 12 — рабочая площадка

Рисунок 1 - Схема скважинной штанговой насосной установки

Скважинный насос 8 представляет собой плунжерный насос, чаще всего дифференциального действия. Он состоит из цилиндра, спускаемого на колонне насосных штанг или НКТ, и полого плунжера, соединенного со штангами. Цилиндр насоса в нижней части имеет всасывающий клапан, а плунжер — нагнетательный клапан. В зависимости от конструкции насоса расположение и количество клапанов меняется.

Принцип действия скважинной штанговой насосной установки заключается в следующем. Крутящий момент двигателя передается через трансмиссию механизму, преобразующему вращательное движение выходного вала двигателя в возвратно-поступательное движение колонны насосных штанг и связанного с ними плунжера насоса. При движении штанг вверх нагнетательный клапан закрыт, и плунжер поднимает вверх находящийся над ним столб жидкости, поступающей через боковой отвод устьевого сальника в выкидную линию скважины. Через открытый всасывающий клапан жидкость из скважины заполняет объем цилиндра насоса под плунжером.

При движении штанг вниз плунжер опускается в цилиндр насоса и всасывающий клапан под действием давления столба жидкости закрывается. Жидкость, содержащаяся в нижней части цилиндра, переходит через открытый нагнетательный клапан в верхнюю часть и, соответственно, в насосно-компрессорные трубы. Затем описанный цикл повторяется.

1. Приводы штангового скважинного насоса

Привод штангового насоса обеспечивает выполнение следующих задач:

- приведения колонны насосных штанг в возвратно-поступательное движение;
- создания оптимального режима работы силового двигателя;
- обеспечения движения точки подвеса штанг по определенному закону;
- регулировки режима откачки жидкости из скважины;
- контроля режима работы внутрискважинного оборудования;
- пуска и остановку штанговой насосной установки.

Применение привода позволяет использовать двигатели малой мощности, исключая влияния на режим их нагружения закономерности изменения внешней нагрузки.

В соответствии с ГОСТ Р 51763 -2001 индивидуальные приводы штанговых скважинных насосов с механической трансмиссией различаются:

- по наличию балансира – балансирующее и безбалансирующее;
- по длине хода – обычное и длинноходное;
- по способу уравнивания – балансирующее, кривошипное, балансирующе-кривошипное, пневматическое, неуравновешенное.

Разделение приводов на балансирующие и безбалансирующие, обусловлено характером передачи штангам возвратно-поступательного движения, принципом дей-

ствия и конструкцией механизма, преобразующего вращательное движение двигателя.

У приводов штанговых насосов устанавливают следующие основные параметры:

- максимальная нагрузка в точке подвеса штанг, кН;
- максимальная длина хода устьевого штока, м;
- крутящий момент на ведомом валу редуктора, кН·м.

Данные параметры указываются в условном обозначении приводов согласно структуре условных обозначений.

По количеству скважин, обслуживаемых одновременно, различают индивидуальные и групповые приводы. Групповые могут обслуживать от 2 до 40 скважин (40 скважин при глубине подвески насоса не более 200м).

1.1. Балансирные приводы ШСН

В большинстве ШСНУ применяют механические индивидуальные приводы балансирного типа – станки-качалки (рис.1). Такие приводы состоят из первичного двигателя, трансмиссии, передающей крутящий момент вала двигателя и механизма, преобразующего вращательное движение ведущего звена (кривошипа) в возвратно-поступательное движение точки подвеса штанг. При этом кривошип движется с постоянной скоростью, а штанги с переменной.

Трансмиссия снижает частоту вращения вала двигателя до числа ходов точки подвеса штанг и обычно состоит из ременной передачи от двигателя к входному валу редуктора и редуктора. В качестве трансмиссии в них используют клиноременную передачу, являющуюся гибким звеном и смягчающую ударные нагрузки, и редуктор, снижающий частоту вращения до требуемого значения.

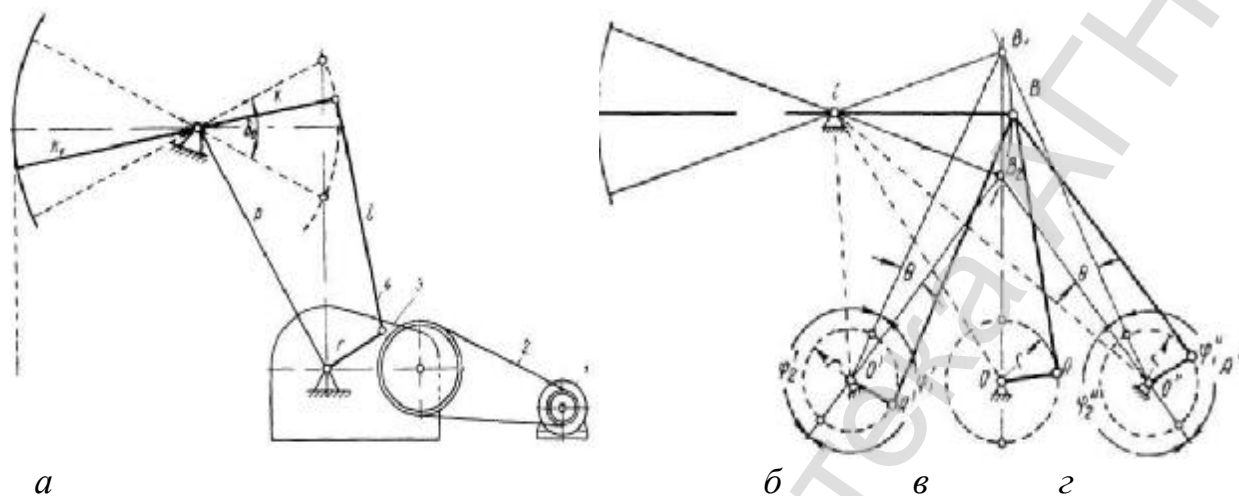
Редуктор может выполняться двух- или трехступенчатым с зубчатыми зацеплениями различных типов.

Преобразующий механизм СК балансирного типа оснащается уравнивающим устройством, накапливающим потенциальную энергию при ходе колонны штанг вниз и отдающим её при ходе вверх, что является необходимым для обеспечения оптимального режима работы двигателя. При этом обеспечивается возможность применения двигателя меньшей мощности (2-4 раза).

Механизм выполняют на основе шарнирного четырехзвенника, с кривошипным, балансирным или комбинированным уравниванием. При этом он может быть аксиальным или дезаксиальным, что определяется соотношением длин звеньев преобразующего механизма и расположением центра вращения кривошипов.

Аксиальный (симметричный) преобразующий механизм СК (рис.1.1,а,в) позволяет достичь примерного равенства величин средних скоростей и продолжительности движения балансира СК вверх и вниз. В этом случае в крайних мертвых положениях балансира кривошип и шатун лежат на одной вертикальной прямой, проходящей через центр вращения кривошипа, обеспечивая

симметричное колебание балансира относительно горизонтали и равенство средних скоростей.



а) общая кинематическая схема преобразующего механизма СК: 1-двигатель; 2-ременная передача; 3-редуктор, 4-преобразующий четырехзвенный механизм; r -радиус кривошипа; l -длина шатуна; k -длина заднего плеча балансира-коромысла; k_1 -длина переднего плеча балансира; б) дезаксиальная схема с отрицательным дезаксиалом; в) аксиальная схема; г) дезаксиальная схема с положительным дезаксиалом.

Рисунок 1.1- Кинематические схемы преобразующего механизма СК

Дезаксиальный механизм может быть с положительным (рис.1.1,г) или отрицательным дезаксиалом (рис.1.1,б).

В схеме с положительным дезаксиалом ось вращения кривошипа смещают вправо от вертикали V_1V_2 (т.О) на величину «+е», получая замедленное движение колонны вниз V_n и ускоренное вверх V_v при вращении кривошипа по часовой стрелке (устье слева от наблюдателя), т.е. $V_v > V_n$.

Применение кинематической схемы с положительным дезаксиалом ухудшает условия работы насосных штанг и снижает долговечность самой установки из-за увеличения динамических нагрузок, вызванных колебаниями штанг и жидкости при ходе вверх. При этом для снижения динамической нагрузки необходимо снизить статическую нагрузку, что приведет к недоиспользованию возможностей станка-качалки.

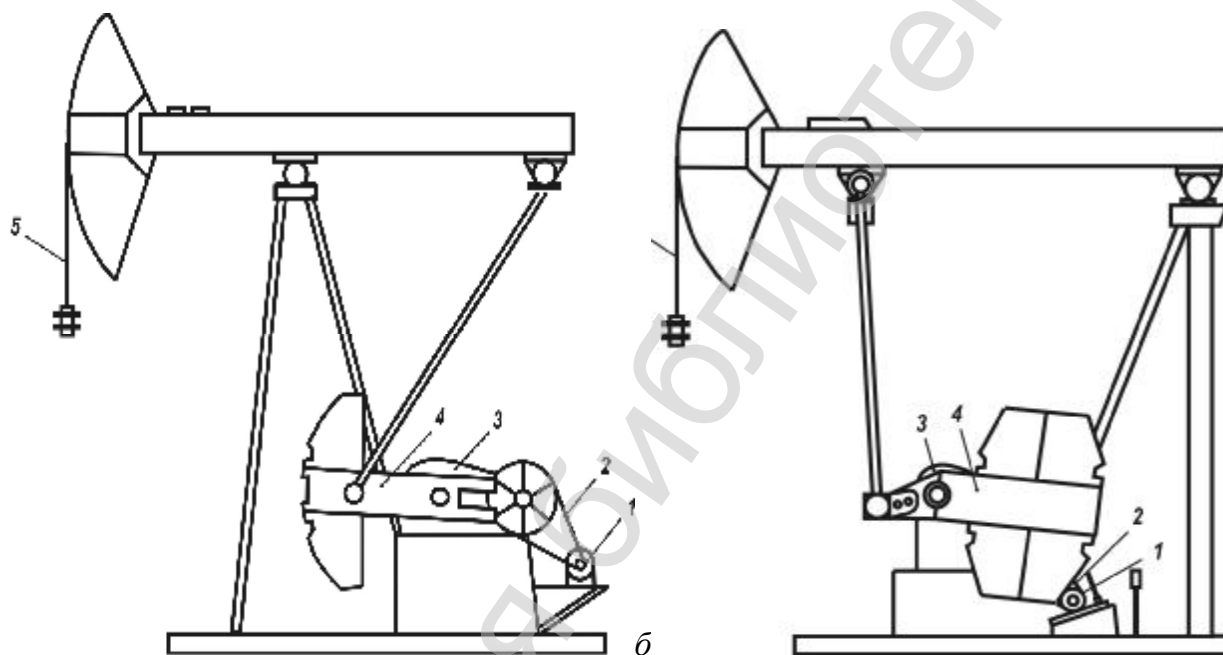
В случае отрицательного дезаксиала ось вращения смещена влево «-е» (т.О'), что определяет ускоренное движение вниз и замедленное вверх при вращении кривошипа по часовой стрелке, т.е. $V_v < V_n$.

Недостатком схемы с отрицательным дезаксиалом является увеличение утечек отбираемой жидкости в паре плунжер-цилиндр и снижение подачи насоса. Кроме того, при ходе вниз в клапанах насоса возникают значительные силы гидравлического сопротивления и возможно возникновение продольного

изгиба колонны штанг, особенно при использовании насосов больших диаметров.

При симметричном цикле указанные выше явления имеют место при средних условиях.

На практике получили применение аксиальные приводы, максимальная скорость подвески устьевого штока которых одинакова при ходе вверх и вниз, и дезаксиальные с отрицательным дезаксиалом, с различием в скоростях на величину порядка 6 % при максимальной длине хода у отечественных и до 9% у некоторых американских приводов. По промышленным данным применение второго варианта позволяет достигать экономии потребной мощности и соответственно, потребляемой энергии.



а - «тумбовое» исполнение привода; б - «одноплечий» привод: 1 - электродвигатель; 2 - клиноременная передача; 3 - редуктор; 4 - механизм преобразования вращательного движения в возвратно-поступательное; 5 - подвеска устьевого штока

Рисунок 1.2.- Привод штангового насоса «тумбового» исполнения

Балансиры могут быть выполнены как в виде механизма двулучевого рычага (рычаг первого рода), так и одноплечевого рычага (рычаг второго рода).

Применение одноплечевого балансира в конструкции СК, совмещенного с направлением вращения кривошипов против часовой стрелки, позволяет улучшить их динамические характеристики, т.е. уменьшить динамические и вибрационные нагрузки насосных штанг.

Среди других особенностей СК можно выделить «тумбовое» исполнение привода, т.е. расположение редуктора на тумбе (подставке), расположенной на

раме. (рис. 1.2). «Тумбовое» исполнение привода позволяет применять более простой и дешевый фундамент в виде плоской плиты, снижая высоту примерно на 1м, чем повышается устойчивость СК, упрощается монтаж и обслуживание привода и является предпочтительным для всех типов приводов.

На сегодняшний день российские производители выпускают широкую гамму балансирных приводов ШСНУ нового поколения типа ПНШТ, ПНШС, ПНШМ с двуплечим и ОПНШ с одноплечим балансиром. Не прибегая к анализу существующих различий отдельных узлов и внесенных усовершенствований серийного оборудования некоторыми изготовителями, можно отметить их конструктивную и технологическую унификацию и максимальное использование в конструкциях старых, проверенные длительной практикой эксплуатации конструкций узлов кривошипно-шатунного механизма станков-качалок типа СК и СКД. Такой подход облегчает обслуживание на всех этапах эксплуатации и взаимозаменяемость при ремонте.

Рассмотрим особенности эксплуатации и обслуживания основных элементов балансирных станков-качалок.

На рис. 1.3 представлен балансирный станок-качалка СКДР6-3 (производство «Редуктор») с кривошипным уравниванием, состоящим из:

- рамы 12, устанавливаемой на специально изготовленном фундаменте;
- балансира 10, закрепляемого посредством поперечной оси и опорного подшипника на стойке 9;
- поворотной головки балансира, оснащенной гибкой канатной подвеской 3 для соединения с верхним концом устьевого штока и колонной штанг;
- массивных кривошипов 2 и 7, устанавливаемых на выходном валу редуктора 18 с двух сторон;
- двух шатунов 6 и траверсы 5 шарнирно закрепленных к балансиру.

Входной вал редуктора через клиноременную передачу соединен с электродвигателем 19, имеющим быстросменный шкив, заменой которого изменяют частоту качаний головки балансира. Для удобства замены и натяжения ремней предусмотрена установка электродвигателя на поворотных салазках.

В случае необходимости изменения длины хода штанг, переставляют пальцы при помощи, которых кривошипы соединены с шатунами, при этом меняется расстояние точки сочленения шатуна с кривошипом относительно центра вращения. Уравнивание СК осуществляют перемещением противовесов 8 относительно оси вращения главного вала редуктора вдоль кривошипов.

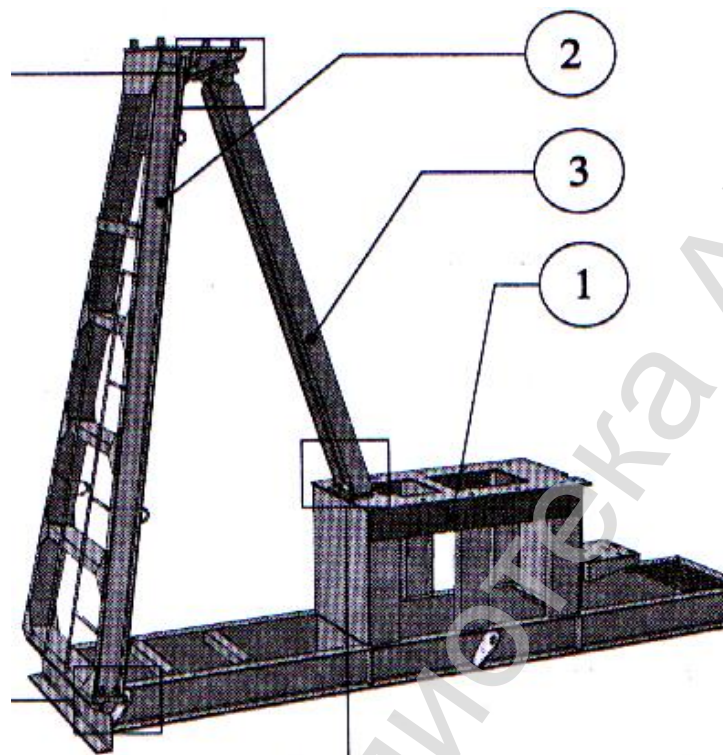
Раму, так же как и стойку станка-качалки (рис.1.4.), изготавливают из профильного проката в виде двух полозьев, соединенных между собой поперечными связями. Для уменьшения высоты фундамента к раме приваривают подставку под редуктор 1.

Конструкция стойки может иметь четыре ноги или три. Верхняя часть стойки оснащена плитой, на которой закрепляется опора балансира, представляющая собой ось, оба конца которой установлены в сферических роликоподшипниках с чугунными корпусами.



1 - нижняя головка шатуна; 2 - кривошип; 3 - подвеска сальникового штока; 4 - площадка нижняя; 5 - траверса; 6 - шатун в сборе; 7 - кривошип; 8 - противовес; 9 - стойка; 10 - баланси́р; 11 - ограждение; 12 - рама; 13 - опора; 14 - кожух; 15 - кронштейн под двигатель; 16 - шкив; 17 - тормоз колодочный; 18 - редуктор; 19 - электродвигатель.

Рисунок 1.3 - Общий вид станка-качалки



1-подставка под редуктор; 2-опора стойки передняя; 3-опора стойки задняя

Рисунок 1.4 - Рама со стойкой

В средней части оси предусмотрена планка, посредством которой опору балансира соединяют с балансиром (рис.1.5.). Плита имеет четыре упора с установочными винтами для перемещения балансира в продольном направлении и регулирования положения устьевого штока относительно центра скважины.

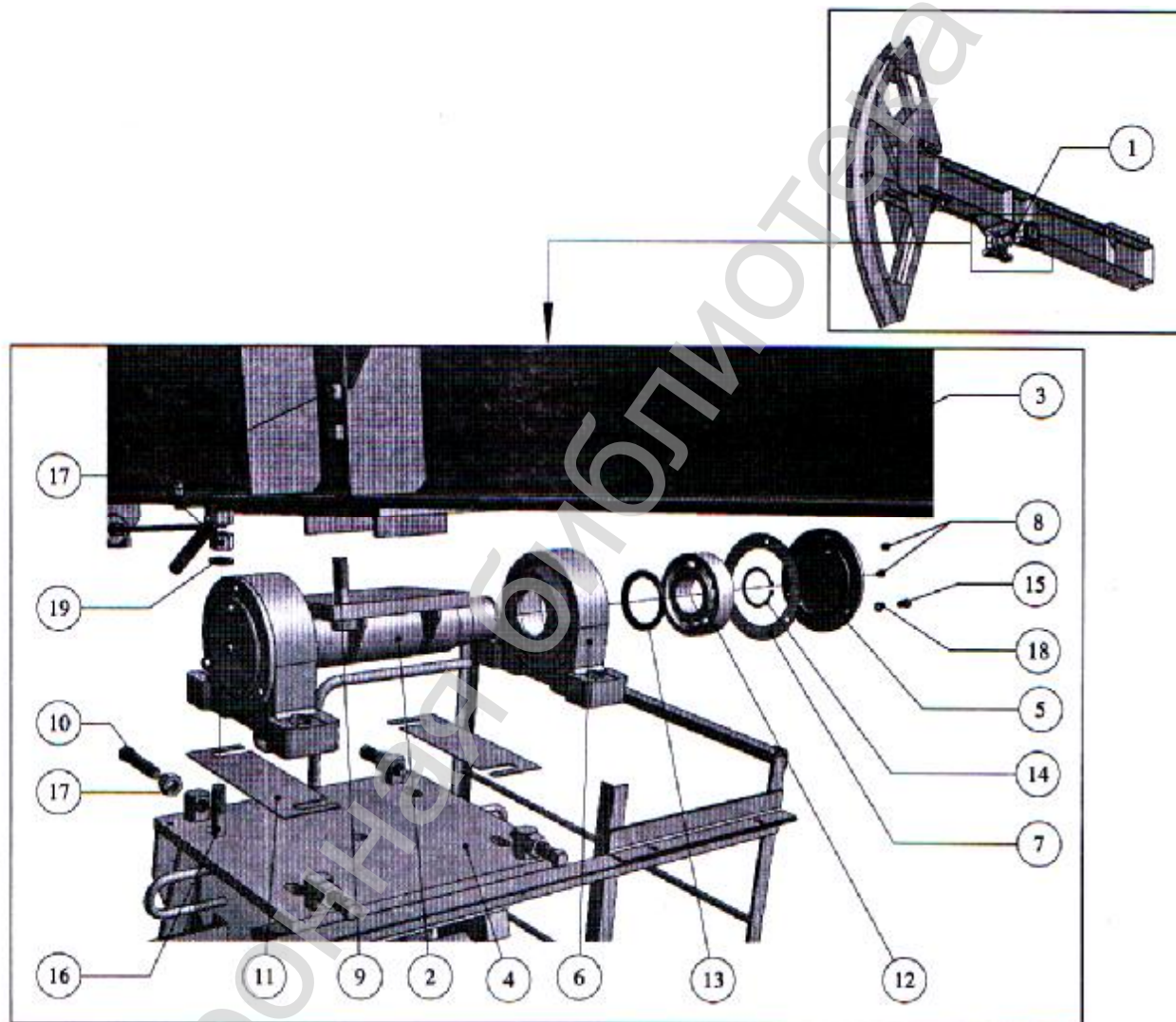
В процессе эксплуатации ШСНУ возникают коррозионные и механические повреждения металлических конструкций стойки и рамы. Поэтому при техническом обслуживании узла, предусмотренного правилами эксплуатации, периодически осматривают стойку и раму, проверяют крепления всех болтовых соединений, а также состояние фундамента.

Балансиры выполняют одно- или двубалочной конструкции из профильного проката двутаврового сечения (рис.1.5).

Поворотную головку балансира в рабочем положении фиксируют специальной защелкой. Для этого в шайбе головки предусмотрен специальный паз, в который входит клин защелки. Корпус защелки с канатом, подведенным к рукоятке, крепят болтами к нижней полке тела балансира. Для поворота головки балансира клин при помощи рукоятки оттягивают назад.

Техническое обслуживание узла балансира и его опоры заключается в проверке затяжки резьбовых соединений корпусов подшипников, крепления балансира к оси, работоспособности защелки головки балансира, своевременной смазки узлов и др.

Опора балансира связывает балансир шарнирно со стойкой станка-качалки и является наиболее нагруженным узлом. Поэтому при работе в данном узле возможен интенсивный износ, приводящий к значительному радиальному люфту подшипников опоры балансира и его корпуса. При этом подшипники заменяют новыми, корпус подшипника восстанавливают или заменяют новым. Изношенные поверхности оси восстанавливают наплавкой. Посадку подшипников на ось осуществляют при помощи нагрева в специальной масляной ванне. При ремонте обязательно меняют сальниковое уплотнение.

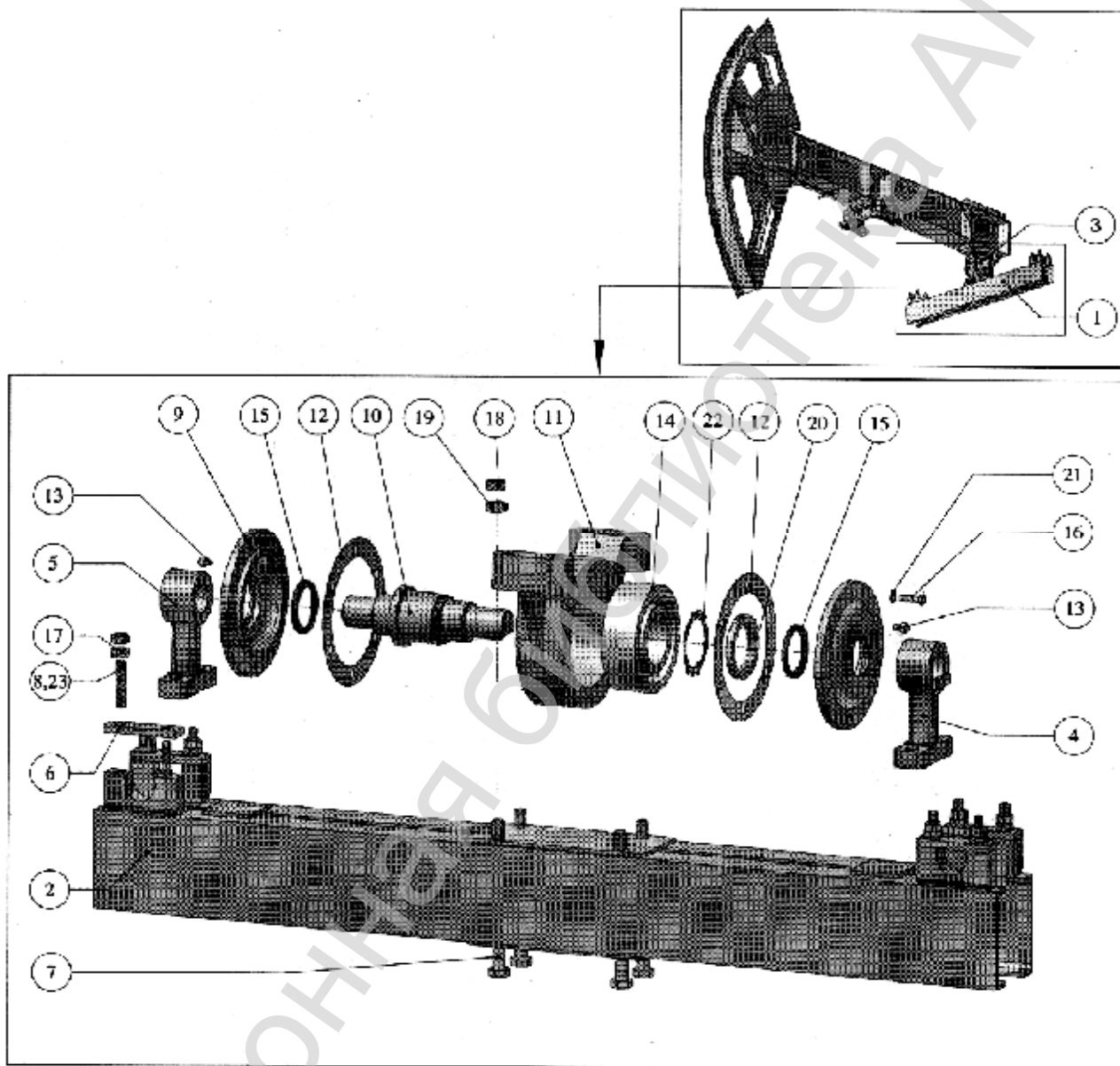


1 - опора; 2 - ось балансира; 3 - тело балансира; 4 - стойка в сборе; 5 - крышка; 6 - корпус подшипника; 7 - прокладка; 8 - пробка; 9 - болт; 10 - винт установочный; 11 - прокладка компенсационная; 12 - подшипник; 13 - манжета; 14 - кольцо; 15,16 - болт; 17 - гайка; 18,19 - шайба

Рисунок 1.5 - Балансир и опора балансира с механизмом регулировки

Траверсу, имеющую прямую (рис.1.6) или изогнутую конструкцию, изготавливают из профильного проката.

Траверса соединяет балансир с двумя параллельно работающими шатунами посредством опоры 3, ось которой средней частью устанавливается в сферическом роликоподшипнике, закрепленном через корпус на нижней полке балансира. Два конца оси зажаты в кронштейнах и прикреплены к самой траверсе.



1 - траверса в сборе; 2 - траверса; 3 - опора; 4 - кронштейн опорный; 5 - кронштейн; 6 - крышка специальная; 7 - болт специальный; 8 - шпилька; 9 - крышка; 10 - ось траверсы; 11 - корпус подшипника; 12 - прокладка; 13 - пробка; 14 - подшипник; 15 - манжета; 16 - болт; 17, 20 - гайка; 21, 22 - шайба; 23 - шпилька

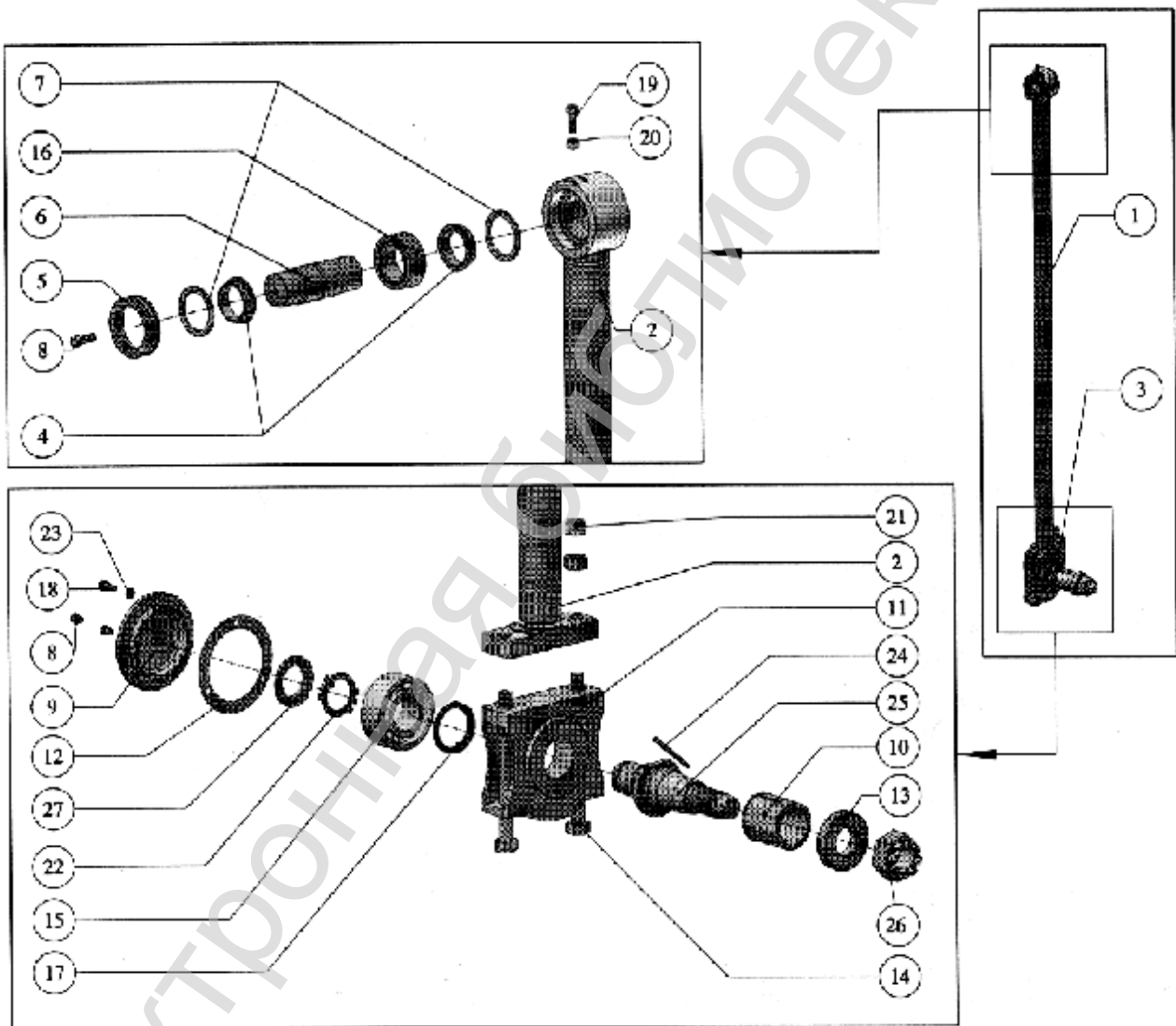
Рисунок 1.6 - Траверса с опорой

При техническом обслуживании этого узла производят подтяжку клеммовых соединений, креплений кронштейнов к траверсе, болтовых соединений корпуса подшипника. Проверяют состояние подшипников качения и их корпусов,

оси опоры, траверсы. Смазку узлов осуществляют в соответствии с картой смазки.

Ремонт узла траверсы заключается в замене или восстановлении износившихся деталей-втулок, пальцев верхней головки шатуна, серьги, оси серьги и подшипников. Запрессованную втулку обрабатывают разверткой до заданного размера сопряжения втулки с пальцем. Трещины в сварных швах траверсы заваривают, изношенные подшипники качения меняют на новые, корпус подшипника и ось восстанавливают наплавкой с последующей обработкой. При чрезмерном износе корпуса и оси заменяют на новые.

Шатун (рис.1.7) представляет собой стальную трубную заготовку с приваренными на одном конце верхней головки шатуна, на другом – башмаком.



1- шатун в сборе; 2-шатун; 3- нижняя головка шатуна в сборе; 4-втулка; 5-кольцо; 6-палец; 7-кольцо уплотнительное; 8- пробка; 9-крышка; 10-втулка; 11- нижняя головка шатуна; 12- прокладка; 13-шайба; 14-болт; 15-16-подшипники; 17-манжета; 18-19-болт; 20-21-гайка; 22-23-шайба; 24-шплинт; 25-палец кривошипа; 26- гайка корончатая; 27-гайка.

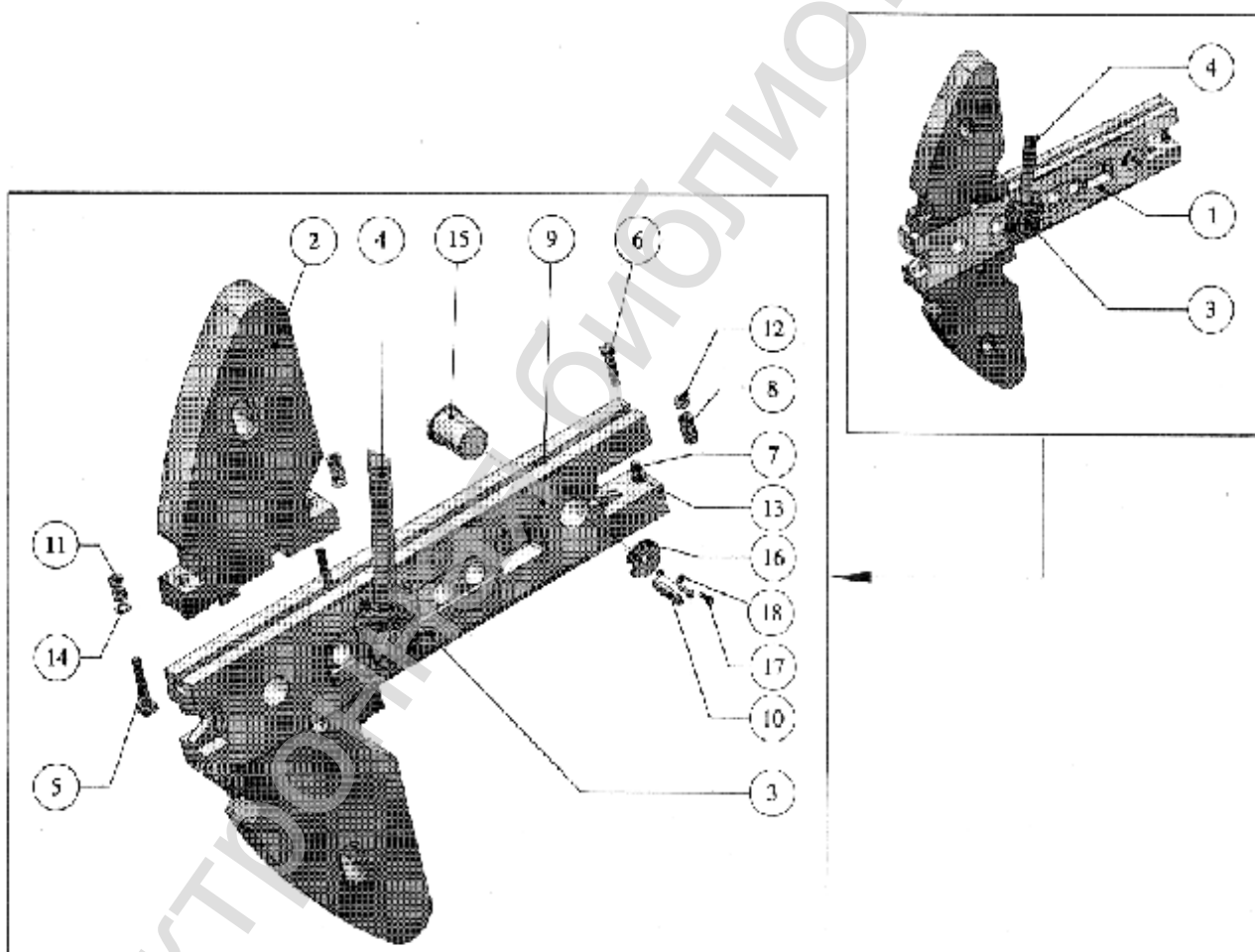
Рисунок 1.7.-Шатун с верхней и нижней головкой

Верхнюю головку шатуна шарнирно соединяют с траверсой посредством пальца. К башмаку болтовыми соединениями прикрепляют нижнюю головку шатуна, в подшипнике которой устанавливают цилиндрический конец пальца кривошипа. Конический конец пальца кривошипа вставляют в отверстие кривошипа и при помощи разрезной втулки и гаек затягивают.

Кривошипы (рис. 1.8) являются ведущим звеном преобразующего механизма станка-качалки, насаживаемыми на оба конца ведомого вала редуктора и закрепляемыми при помощи клеммовых соединений.

В конструкции кривошипов предусмотрены отверстия для изменения длины хода устьевого штока. При перестановке пальцев в различные отверстия изменяется рабочий радиус кривошипов и, следовательно, длина хода точки подвеса штанг.

На кривошипах устанавливают противовесы, перемещаемые с помощью съемного устройства, вставляемого в поперечный паз у основания противовеса.

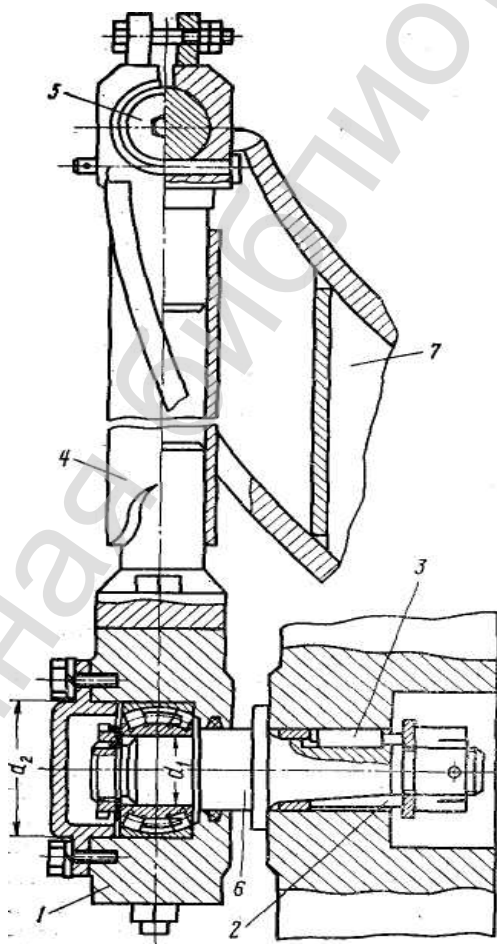


1-кривошип в сборе; 2-противовес в сборе; 3- нижняя головка шатуна в сборе; 4-шатун в сборе; 5-7-болт; 8-гайка стяжная; 9-кривошип; 10-шпонка; 11-13-гайка; 14,18-шайба; 15-вал выходной (редуктора); 16-шайба; 17-болт

Рисунок 1.8. -Кривошип с противовесами

При техническом обслуживании шатунно-кривошипного узла кривошипы устанавливают несколько наклонно к горизонтальной линии и проверяют крепление грузов к кривошипам, затяжку клеммовых соединений у кривошипов и шатунов, люфт пальцев, крепление корпусов, подшипников к шатунам, крепление крышек к корпусам подшипников и в случае необходимости эти соединения подтягивают. При выявлении повышенного люфта пальцев верхней головки шатуна, изношенные втулки выпрессовывают из бобышек в траверсах и заменяют новыми, которые обрабатывают разверткой до заданного размера сопряжения втулки с пальцем. Клеммовое соединение верхней головки шатуна надежно затягивают, для исключения проворота пальца.

Особое внимание при техническом обслуживании уделяется затяжке корончатой гайки пальца, так как от этого зависит долговечность узла. При проворачивании пальца в корпусном отверстии кривошипа узел подлежит разборке с заменой изношенных деталей. Для этого используют специальные съёмники.



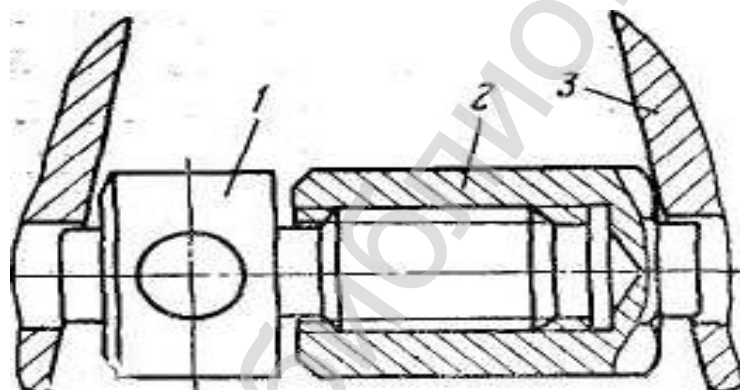
1 - корпус подшипника; 2 - втулка; 3 - шпонка; 4 - шатун; 5 - палец; 6 - палец кривошипа; 7 - траверса

Рисунок 1.9. – Крепление верхней и нижней головки шатуна

При установке нового пальца (рис 1.9) заплечик упирают в плоскость кривошипа, затем со стороны редуктора надевают на него разжимную втулку и в шпоночный паз пальца забивают шпонку. При закреплении корончатой гайки промежуточная шайба вдавливает разжимную втулку в отверстие кривошипа и затягивает палец. Между шайбой и телом кривошипа должен остаться зазор, гарантирующий натяг. Корончатую гайку шплинтуют.

Изношенные подшипники качения пальцев кривошипа и погнутые шатуны заменяют новыми, а их сварные швы последних реставрируют сваркой.

Производят проверку затяжки клеммового соединения кривошипа, т.к при ослаблении данного соединения уменьшается натяг сборки с валом редуктора, что вызывает смятие шпонки и шпоночных пазов, а при дальнейшей эксплуатации и смещение продольных осей одного кривошипа относительно другого.



1 - винт; 2 - гайка; 3 - кривошип

Рисунок 1.10. - Домкрат для разжима кривошипов

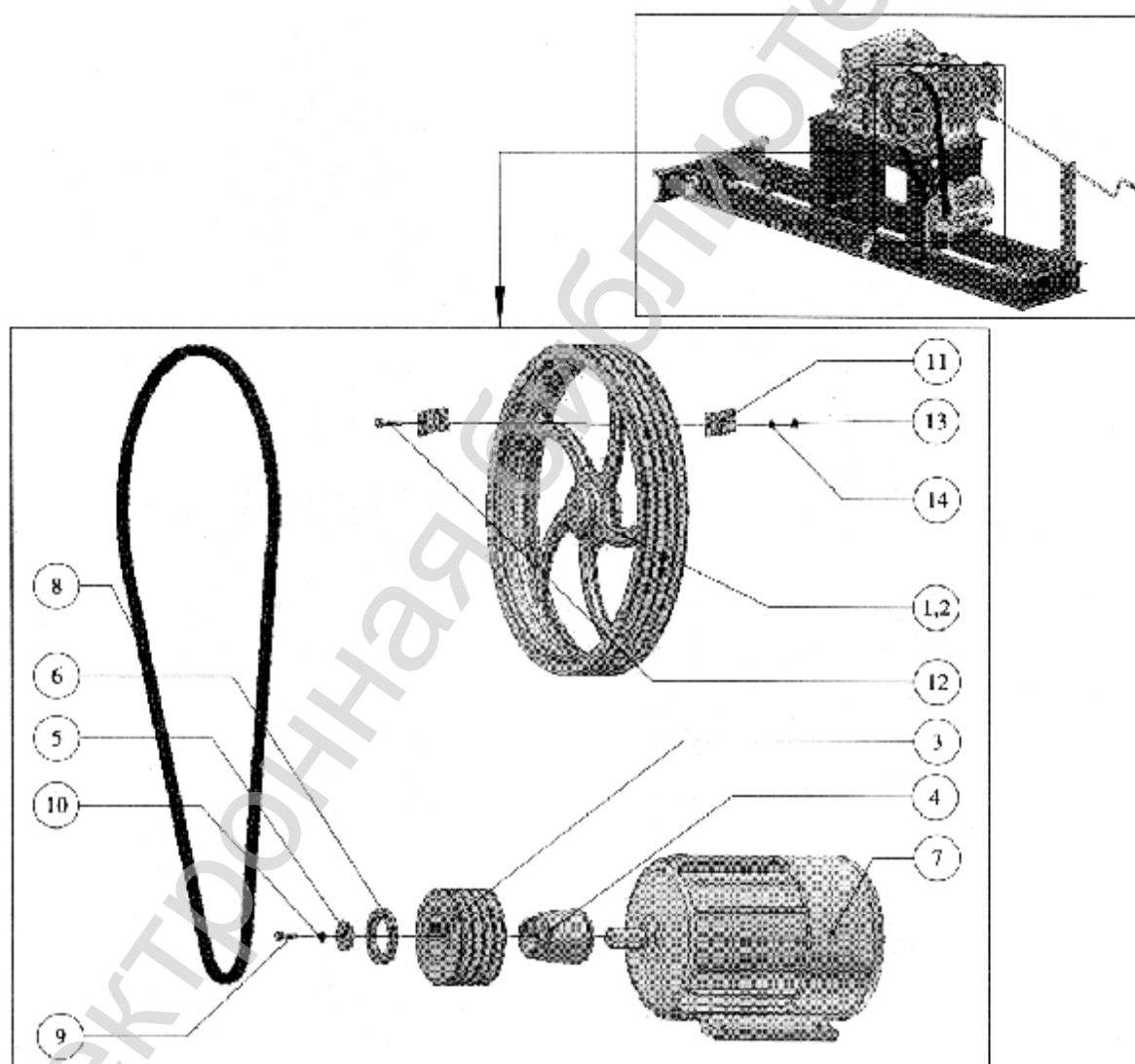
Проявляющиеся при этом в работе кривошипов рывки, могут привести к отрыву верхних головок шатунов.

Для снятия кривошипа отвинчивают стяжные винты клеммового соединения. Клеммовое соединение разжимают домкратом (рис.1.10) и снимают кривошип с помощью съемника. Смятые стенки шпоночных пазов на валу и в кривошипе зашлифовывают для получения правильной геометрической формы. Изготавливают ступенчатую шпонку по размерам шпоночных пазов, которая должна ликвидировать смещение осей кривошипа. Сильно изношенные шпоночные пазы заваривают и долбят новые.

Клиноременная передача (рис.1.11.), широко применяемая в структурной схеме станков-качалок, дополнительно к редуктору понижает передаточного число трансмиссии и допускает оперативное регулирование числа качаний балансира. Быстросменный шкив, используемый для изменения режима работы станка-качалки, устанавливается на валу электродвигателя. Передаточное число

ременной передачи 2,5 – 5,0 в зависимости от диаметра быстросменных шкивов. Число применяемых ремней –четыре.

При техническом обслуживании клиноременной передачи проверяют крепление шкивов на валу электродвигателя и редуктора, состояние и натяжение ремней. Рабочие поверхности ремней должны быть гладкими, без складок, трещин, торчащих нитей, срывов резины и других дефектов. При выявлении дефектов ремни заменяют новыми. Натяжение ремней проверяют нажатием на середину ветви с усилием 50 Н, при этом стрела прогиба верхней ветви должна быть не более 45 мм и не менее 18 мм. Необходимое натяжение ремней достигают регулировкой. Длина ремней в комплекте не должны отличаться более чем на 10 мм. Центры линии каждого клинового ремня должны совпадать с касательной к окружности впадин на ведомом и ведущих шкивах.

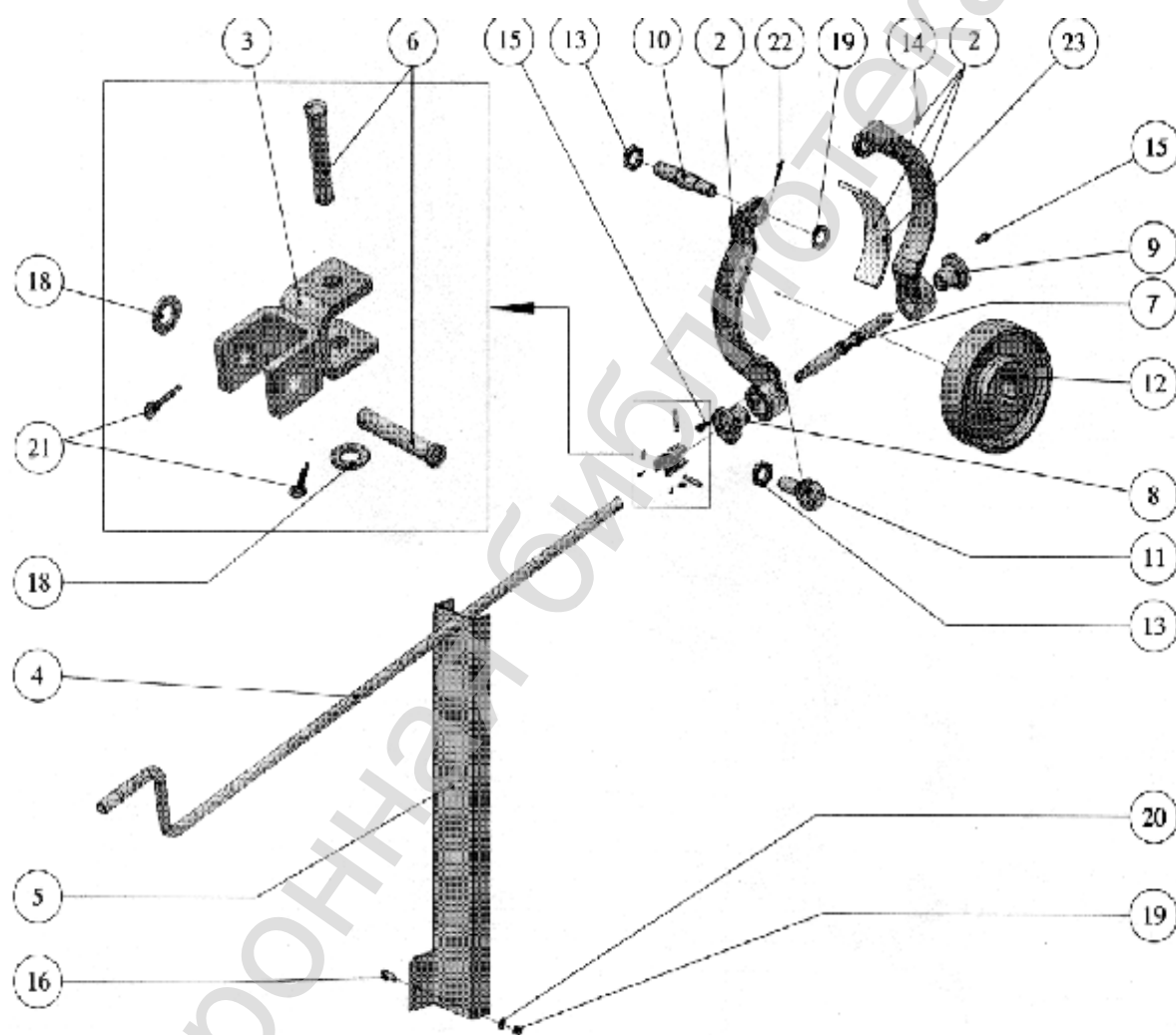


1-3-шкив; 4-втулка; 5 – диск; 6 - гайка специальная; 7 - электродвигатель; 8 - ремень; 9 - болт; 10 - шайба; 11-хомут уравнивающий; 12 -болт; 13-гайка; 14 - шайба

Рисунок 1.11 - Клиноременная передача

При необходимости замены шкивов проводят ремонт. При замене проверяют крепление шкивов на валу электродвигателя и редуктора, состояние натяжения ремней. Валы редуктора и электродвигателя должны быть параллельными.

При ремонте узла клиноременной передачи производят замену или восстановление шкивов. У шкивов наблюдается износ поверхности канавок, надлом обода, трещины на ступицах, износ посадочного отверстия ишпоночного паза. Шкивы восстанавливают протачиванием ручьев (канавок) с целью получения нормального прилегания ремня. Восстановленные таким образом шкивы не должны изменить скорость вращения передачи более чем на 5%. Для сохранения передаточного отношения допускается обточка второго шкива передачи.



1-тормоз колодочный; 2-колодка тормозная; 3-муфта; 4-рукоятка; 5-стойка; 6-штифт; 7-винт ходовой; 8-гайка правая; 9-гайка левая; 10-ось; 11-опора; 12-шкив; 13-гайка; 14-защелка; 15-16-болт; 17-гайка; 18-20-шайба; 21-22-шплинт; 23-лента асбестовая тормозная

Рисунок 1.12 - Тормоз колодочный с винтовым приводом

Изношенные ручьи шкивов можно восстанавливать автоматической наплавкой под слоем флюса или вибродуговой наплавкой. Местные отколы, трещины устраняют заваркой. Перед заваркой шкив равномерно нагревают, а после заварки погружают в нагретый песок для медленного охлаждения.

Тормоз станка-качалки (рис.1.12) предназначен для остановки преобразующего механизма в заданном положении.

Применяют фрикционный тормоз барабанного (радиального) или дискового (аксиального) принципа действия. Тормоз устанавливается на ведущем валу редуктора со стороны, противоположной установке ременного шкива. Управление тормозом ручное с помощью винтовой или рычажной системы. В наиболее распространенных двухколодочных тормозах зажим и освобождение тормозного шкива колодками производится с помощью дифференциального винта с правой и левой нарезкой, вращение которого осуществляется посредством длинного стержня с рукояткой, вынесенной в безопасную зону за раму станка-качалки.

В некоторых конструкциях приводов тормозные колодки стягиваются и освобождаются не с помощью винтов, а посредством рычажной системы и вертикального поворотного рычага управления, что позволяет более легко, оперативно и точно остановить механизм станка-качалки в требуемом положении.

При эксплуатации и техническом обслуживании тормоза проверяют состояние тормозных колодок и шпоночных соединений тормозного шкива. При выявлении недопустимого износа колодки меняют, а шпоночный паз восстанавливают. Изношенные гайки и ходовой винт заменяют новыми.

Ремонт узла тормоза производят при необходимости замены тормозных колодок и восстановлении шпоночного соединения тормозного шкива. Изношенные винты и гайки заменяют новыми. При ремонте тормоза устраняют нарушения поверхности тормозного шкива, искажения ее формы, нарушения посадки на валу и износ шпоночного паза, тормозных колодок, шарнирных соединений.

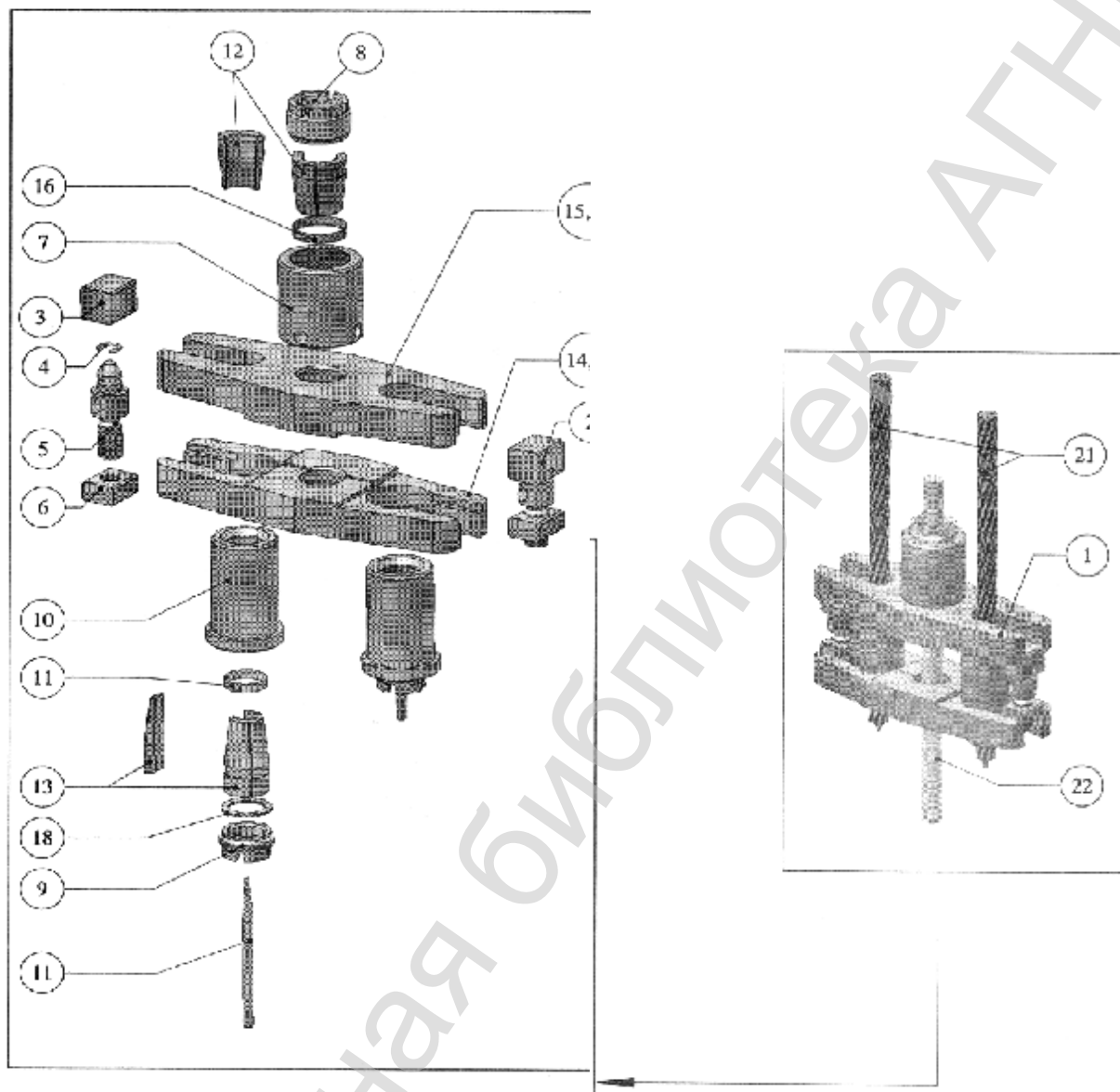
Рабочую поверхность шкива восстанавливают протачиванием при условии, что толщина обода после этого будет не менее 75% первоначальной. После протачивания поверхность шкива должна быть термически обработана до нужной твердости.

Посадочный размер шкива восстанавливают наплавкой электродуговой сваркой. А затем расточкой до заданного размера. Предельно изношенные тормозные колодки заменяют новыми, приклепывая их латунными, медными или алюминиевыми заклепками. Наилучший способ крепления колодок - фиксирование термостойкими клеями, что повышает их долговечность вдвое.

Подвеска устьевого штока (рис.1.13) обеспечивает передачу возвратно-поступательного движения через устьевой шток колонне насосных штанг.

Подвеска состоит из верхней 15 и нижней 14 траверс, двух узлов зажима каната, состоящих из деталей 9,10,11,13,18, и зажима устьевого штока, включающий детали 7,8,12,16.

Для установки в подвеске гидравлического динамографа в неё вставляют два винта 5, при помощи которых раздвигаются подвески.



1-подвеска сальникового штока; 2-винт подъемный; 3-упор; 4-кольцо пружинное; 5-винт; 6-гайка; 7-втулка штока; 8-втулка резьбовая штока; 9- втулка резьбовая каната; 10- втулка каната; 11-штырь; 12-плашка для штока; 13- плашка для каната; 14- траверса нижняя; 15- траверса верхняя; 16-пружина плашки штока; 17- пружина плашки каната; 18-шайба; 21- канат; 22- шток сальниковый.

Рисунок 1.13 - Подвеска сальникового штока

В качестве гибкого звена подвески применяется стальной канат 21, который через блок на головке балансира и узлы клиновых зажимов 10,13 соединен с нижней траверсой, а устьевой шток в своей верхней части посредством узла клинового зажима подвешивается на верхней траверсе. Нагрузка, создаваемая штангами и столбом жидкости над плунжером насоса передается на нижнюю траверсу через опорные втулки.

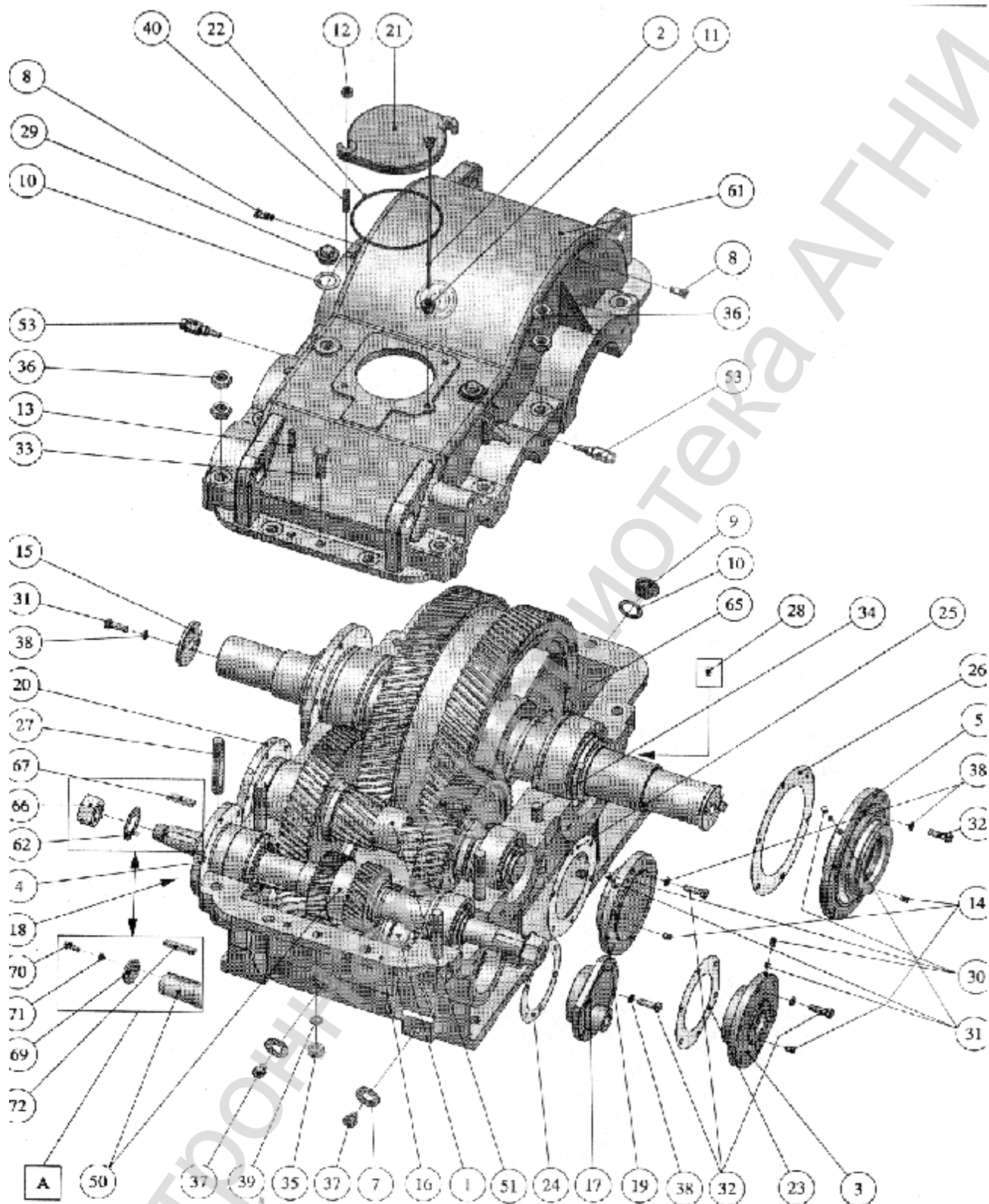
Конструкция канатной подвески позволяет регулировать посадку плунжера в цилиндре насоса путем изменения места фиксации клинового зажима на устьевом штоке в определенных пределах. Регулировка положения подвески относительно устьевого оборудования производится путем выбора соответствующего места фиксации клиновых зажимов на концах каната. При этом в крайнем нижнем положении головки балансира расстояние между подвеской и устьевым сальником не должно быть менее 200 мм, а также в верхнем положении головки балансира детали подвески и верхний конец устьевого штока не должны контактировать с головкой балансира. Для предотвращения «выскальзывания» устьевого штока при ослаблении клинового зажима на верхний конец штока наворачивают муфту. Перед пуском насосной установки проверяют надежность крепления клиновых зажимов концов каната и устьевого штока.

При установке динамографа (датчика усилий) траверсы подвески раздвигают специальными подъемными винтами на величину порядка 5 — 10 мм, при этом траверсы должны оставаться параллельными. Несмотря на простоту конструкции, канатная подвеска является весьма ответственным узлом штанговой насосной установки, поэтому при эксплуатации следует тщательно следить за исправностью узла, в особенности за состоянием клиновых зажимов. При эксплуатации периодически узел очищают от загрязнений, смазывают, проверяют целостность и надежность крепления каната к головке балансира, состояние клиновых зажимов.

Редуктор (рис. 1.14) является одним из ответственных узлов, от надежной работы которого зависит межремонтный период привода в целом. В ранее выпущенных станках-качалках применялись в основном двухступенчатые редукторы с шевронными зубчатыми колесами, с цилиндрической передачей Новикова и передаточным отношением порядка 38. В современных приводах штангового насоса применяются как двухступенчатые редукторы с передаточным отношением около 40, так и трехступенчатые редукторы с передаточными отношениями 51, 63, 90, 125. Широкий выбор модификаций приводов штангового насоса, укомплектованных редукторами с разным передаточным отношением, позволяет на практике более гибко подбирать оборудование для каждой категории скважин в зависимости от их дебита и свойств, поднимаемой продукции. В частности, имеется возможность реализовать благоприятные тихоходные режимы откачки с большой длиной хода на скважинах с высоковязкой продукцией и обеспечить эксплуатацию малодебитных скважин в непрерывном режиме с поддержанием оптимального динамического уровня.

Главным условием надежной работы редуктора является точное выполнение требований правил эксплуатации, качественное уравнивание привода, своевременная замена масла и подтяжка всех болтовых соединений.

Существенное различие при эксплуатации редукторов связано с их системой смазки. В этом отношении редукторы подразделяют на две группы: в одних система смазки общая, картерная (например Ц2НШ-750Б), в других зубчатые колёса смазываются залитым в картер маслом, а подшипники осей имеют



1-вал промежуточный 1; 2-маслоуказатель; 3,5-крышка в сборе правая; 4,6- крышка в сборе левая; 7,10,23-26,31-прокладка; 8-отдушина; 9,14,29-30,37 - пробка; 11-патрубок; 12,35-36,66 -гайка; 13,41,28- штифт; 15,38-39,69,71-шайба; 16- корпус; 17,19-крышка правая; 18,20- крышка левая; 21- крышка люка; 22- кольцо; 27,40-шпилька; 32-34,70- болт; 50- вал входной; 51- вал промежуточный 2; 52- вал выходной; 53- маслосъемник; 61- крышка; 62-шайба стопорная; 65-кольцо; 67,72- шпонка

Рисунок 1.14 - Редуктор ЦЗНШ-450-28

индивидуальную изолированную от общей ванны консистентную смазку (например РП-450).

Места (точки) смазки, количество точек, тип смазочного материала и рекомендуемые сроки смазки должны соответствовать требованиям нормативно-технической документации.

Техническое обслуживание редукторов станков-качалок заключается в соблюдении сроков смазки узлов и замене отработанного масла. Смена масла в редукторе проводится через 6 месяцев, а долив масла - в зависимости от уровня.

При ремонте редукторов производят замену зубчатых валов, подшипников, восстановление корпусов, шкивов и других деталей.

Восстановление шпоночных пазов валов редуктора выполняют фрезерованием под больший размер с последующей обработкой, завариванием изношенного паза и нарезанием его в новом месте со смещением на 90 или 120°.

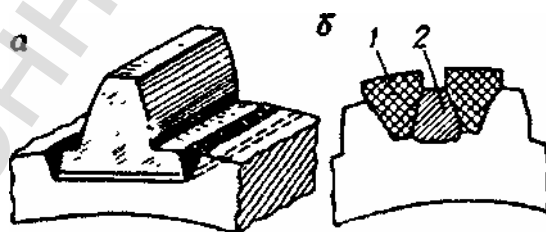
Ремонт сборочных единиц с подшипниками качения предусматривает восстановление посадочной поверхности корпуса наплавкой с последующей обработкой и замену подшипники качения.

К наиболее характерным повреждениям зубчатых передач относятся износ и разрушение зубьев, обода и ступицы.

При износе более 80% толщины цементированного слоя шестерня заменяется новой. Толщину зубьев восстанавливают наплавкой или коррегированием, т.е. в уменьшении диаметра делительной окружности колеса до нового ремонтного размера.

Поломанные зубья заменяют различными способами:

- привариванием вставок;
- ввинчиванием шпилек с последующим наплавлением родственного по составу металла и механической обработкой до заданного размера зуба;
- наплавлением металла между зубьями и обработкой по форме зуба;
- наплавкой с использованием медного шаблона.



а- свариванием, б- наплавкой зуба вместо сломанного, 1- медный шаблон, 2- наплавленный зуб

Рисунок – Схемы ремонта изношенных и поврежденных зубчатых колес

Отремонтированную шестерню притирают по шестерне, с которой она будет работать в редукторе. Притирку (обкатку) зубьев ведут абразивными порошками или пастой «ГОИ». Особую роль в обкатке играет смазка. Часто при обкатке берут масло с меньшей вязкостью по сравнению с маслом, рекомендо-

ваным для эксплуатации. Пасту или абразивный порошок наносят на зубья, обкатку начинают на небольших оборотах, затем, по мере улучшения прилегания рабочих поверхностей, число оборотов увеличивают. Окружная скорость шестерни должна быть не менее 3 м/с. Притирка считается нормальной, если отпечаток на рабочих поверхностях шестерен, проведенный по краске, соответствует следующим данным (%):

по высоте зуба 20-25

по длине зуба..... 50-65

Величину зубчатого зацепления при сборке контролируют методом масляного пятна, а также по боковым и радиальным зазорам, устанавливаемым по толщине щупа (свинцовой проволоки). Метод масляного пятна заключается в нанесении на поверхность зубьев шестерни краски, которая позволяет выявить отпечаток зоны контакта, называемой пятном касания.

Таблица 1.1

Виды пятен касания, характер шума и оценка сборки цилиндрических зубчатых передач

Положение пятна касания	Характер шума	Оценка качества сборки, причина брака
	Шелест или легкое гудение низкого тона	Хорошее
	Без нагрузки—шелест, под нагрузкой сильное гудение	Брак, перекося колес
	Под нагрузкой—сильное гудение и перемежающийся стук, без нагрузки—шелест или очень мелкий стук	Брак, увеличенный боковой зазор, радиальное биение, зазор, вибрация.
	Перемежающийся стук при холостом ходе и сильное гудение под нагрузкой	То же
	Под нагрузкой—сильное гудение низкого тона	Удовлетворительное
	Легкое гудение, очень мелкий перемежающийся стук	Брак, увеличенный радиальный зазор
	Перемежающийся стук и сильное гудение	Брак, радиальное и торцевое биение колес

1.2. Эксплуатация балансирных приводов

Выбор типа и марки привода для конкретной скважины обусловлен объективными требованиями: диаметром насоса, глубиной подвески и глубиной погружения под уровень. При этом, предпочтение отдают моделям приводов, тех производителей практика эксплуатации которых подтверждает высокое качество изготовления, надежность работы, удобство обслуживания и меньшие эксплуатационные затраты, включая и стоимость оборудования, с учётом следующих моментов.

Для увеличения срока службы штанговой колонны предпочтительны режимы откачки с максимальной длиной хода, обеспечиваемой выбираемым приводом при минимальном диаметре скважинного насоса. По некоторым данным [5], реализация максимальной длины хода приводов до 3 м обеспечивает снижение частоты качаний и соответственно увеличивает долговечность штанг по сравнению с приводами, длина хода которых составляет 2,1 м, на величину порядка 40 %.

При эксплуатации высокодебитных скважин существенной частью себестоимости нефти являются затраты электроэнергии на подъем продукции из скважин. Поэтому в данном случае рекомендуют применение приводов с «одноплечим» балансиrom (типа ОПНШ 80-3 ОАО «Ижнефтемаш», ПШГНО 8-3 ФГУП «Уралтрансмаш»), которые, благодаря более совершенной кинематике, обеспечивают снижение динамических нагрузок на штанги и на 15 — 20 % меньшее энергопотребление [13].

При эксплуатации скважин с высоковязкой продукцией используют тихоходные режимы откачки. На практике для снижения частоты качаний балансира в структурной схеме станков-качалок применяют различные средства: дополнительную клиноременную передачу, электродвигатель с пониженной частотой вращения (500 об/мин), частотно-регулируемый электропривод, дополнительный редуктор или редуктор с повышенным передаточным отношением. Наиболее рациональным решением во всех отношениях считают использование в трансмиссии привода штангового насоса редуктора с повышенным передаточным отношением (90 или 125), т.к. он отличается наиболее высоким КПД и надежностью [2].

Для малодебитных неглубоких скважин применяют облегченные приводы, например, СКР4-2,1 или СКДР4-2,1 (ОАО «Редуктор»), использование которых обусловлено достаточной длиной хода, широким диапазоном изменения частоты качаний и сравнительно невысокой стоимостью.

Обязательным условием эксплуатации ШСНУ является проведение технического обслуживания всего комплекса оборудования, входящего в его состав. Цель проведения технического обслуживания - обеспечение эффективности эксплуатации, надежности и работоспособности оборудования.

Техническое обслуживание включает в себя ежедневные, периодические и сезонные виды работ, сроки и перечень которых установлен в нормативно-технической документации. Выполнением обслуживания занимаются специа-

лизированные бригады, имеющие агрегаты наземного ремонта и обслуживания оборудования на транспортной базе, оборудованными грузоподъемным механизмом, пневмоинструментами, компрессорной установкой, маслонасосом для густой смазки, емкостями для отработанного и нового масла, шлангами и др.

После пуска СК в эксплуатацию, в первые несколько дней, производят систематический осмотр и подтяжку всех резьбовых соединений, контроль состояния сборки, крепления подшипников нижних и верхних головок шатуна, натяжение ремней. Особое внимание уделяют уравниванию станка-качалки, устанавливаемого по показаниям амперметра. Уравновешенность считают удовлетворительной, если разность между показаниями амперметра при ходах вверх и вниз не превышает $\pm 10\%$ от полусуммы максимального и минимального значений силы тока за цикл.

Во время осмотра проверяют состояние сальникового уплотнения устьевого штока, который в рабочем состоянии должен иметь чуть влажную и теплую поверхность. В случае пропуска жидкости подтягивают сальник или меняют набивку. Сильный нагрев устьевого штока может быть вызван чрезмерной натяжкой сальника или прекращением подачи насоса. В процессе осмотра канатной подвески устанавливают целостность каната, надежность его крепления к головке балансира и в клиновых зажимах.

При обслуживании станка-качалки проверяют его уравновешенность, соответствие мощности и частоты вращения вала электродвигателя установленному режиму работы станка, жесткость крепления резьбовых соединений, натяжение клиновых ремней, степень нагрева электродвигателя, редуктора, подшипниковых корпусов, уровень масла в картере редуктора, состояние деталей и др. Регулярно производят смазку узлов СК и редуктора. Места и точки смазки, также как и тип смазочного материала указываются в специальных картах смазки. Во избежание несчастных случаев, смазку, регулировку и подтяжку соединений производят при остановке станка.

После пуска в работу нового редуктора через 10-15 дней производят замену масла, с предварительной промывкой картера для удаления частиц металла, образующихся при приработке редуктора. В случае применения в конструкции редуктора магнитного улавливающего устройства осуществляют только его очистку от содержимого без замены масла. Смену масла в редукторе производят механизировано, с применением специализированных агрегатов.

При техническом обслуживании редуктора проверяют степень нагрева подшипниковых узлов, наличие посторонних шумов и вибраций, состояние резьбовых соединений и т.д. Уровень масла в картере устанавливают при помощи масломерной иглы. Подшипниковые камеры редуктора осматривают, отвинтив контрольные пробки на крышках промежуточного и ведомого валов или сняв крышки подшипников. Появление посторонних шумов и стуков свидетельствует о необходимости остановки привода, выявления и устранения неисправности.

Ремонт станков-качалок производится с целью восстановления их работоспособности, нарушенной в процессе эксплуатации вследствие износа, деформаций деталей, нарушения посадок и т. д.

При текущем ремонте выполняют комплекс работ технического обслуживания, а также замену поврежденных или быстроизнашивающихся деталей.

Капитальный ремонт станка-качалки заключается в полной разборке, замене или ремонте всех деталей и узлов, включая базовые.

По окончании любого вида ремонта восстановленные узлы испытывают и регулируют. Станок обкатывают в течение 24 ч без нагрузки, после чего осуществляют контроль основных узлов станка-качалки.

Обкатку редуктора производят:

- под нагрузкой, равной 0,25 от номинальной мощности—15 мин;
- под нагрузкой, равной 0,5 от номинальной мощности, — 45 мин;
- при номинальной нагрузке — 60 мин.

В процессе обкатки проверяют:

- работу зубчатых передач — по характеру шума зубчатых колес, устанавливаемому на слух (шум должен быть умеренной силы, ровным, без ударов и пульсации), силу шума определяют на максимальных оборотах, а характер шума — на минимальных оборотах;

— работу подшипников по характеру шума;

— отсутствие течи масла по разъему корпуса и крышки, из-под фланцев стаканов, заглушек и сальников — наружным осмотром;

— температурный режим (установившиеся температуры масла, залитого в редуктор и подшипники, не должны превышать 70° С).

После испытания масло из редуктора сливают, а редуктор промывают.

Для ускорения ремонта станков-качалок на промыслах широко применяют метод узлового ремонта, заключающийся в замене всего узла, имеющего изношенную деталь другим, с заранее отремонтированными или новыми деталями.

1.3. Безбалансирны длинноходовые приводы ШСНУ

Одним из решений расширения области применения ШСНУ и путей снижения затрат на добычу насосным способом является использование в составе установки длинноходового безбалансирного привода штангового насоса.

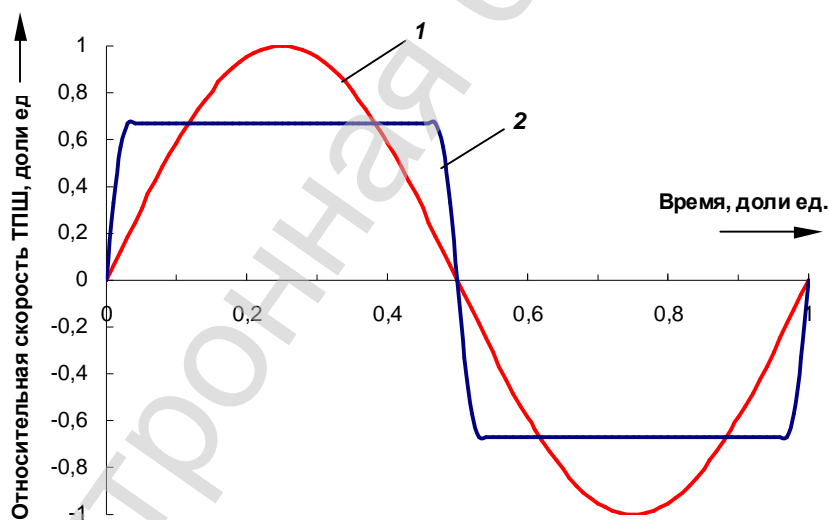
При работе штанговой насосной установки в высокодебитных скважинах с обводнённой продукцией от 45% до 75% часто происходит образование мелкодисперсных стойких водонефтяных эмульсий, вязкость которых может превышать вязкость нефти в пластовых условиях более чем в 20 раз [6]. Установлено, что основное воздействие на образование эмульсий оказывает возвратно-поступательное движение штанг, интенсивно перемешивающее обводненную продукцию в колонне НКТ, т.к. при оснащении таких скважин балансирными приводами обычно устанавливают режимы откачки с максимальной частотой качаний из-за ограниченной длины хода точки подвеса штанг. К тому же

это неблагоприятно влияет и на срок службы штанг, особенно при работе с насосами больших диаметров. Эффективность использования длинноходовых безбалансирных приводов штанговых насосов обусловлена низкой скоростью движения колонны штанг и малой частотой качаний, обеспечивающих постоянство скорости на большей части хода. Кроме того, при этом достигается высокий коэффициент наполнения насоса, и снижаются потери на трение в подъемнике.

Характерная особенность структурной схемы длинноходовых безбалансирных приводов - это отсутствие жесткой связи между силовым приводом и устьевым штоком в виде балансира. Длинноходовые приводы, в которых в качестве замкнутых гибких звеньев применяют приводные роликовые цепи, получили название «цепные». Преобразующий механизм в этих приводах обладает редуцирующим действием и обеспечивает на большей части хода равномерное движение штанг в отличие от станка-качалки, у которого закон движения точки подвеса штанг близок к гармоническому (рис.1.15).

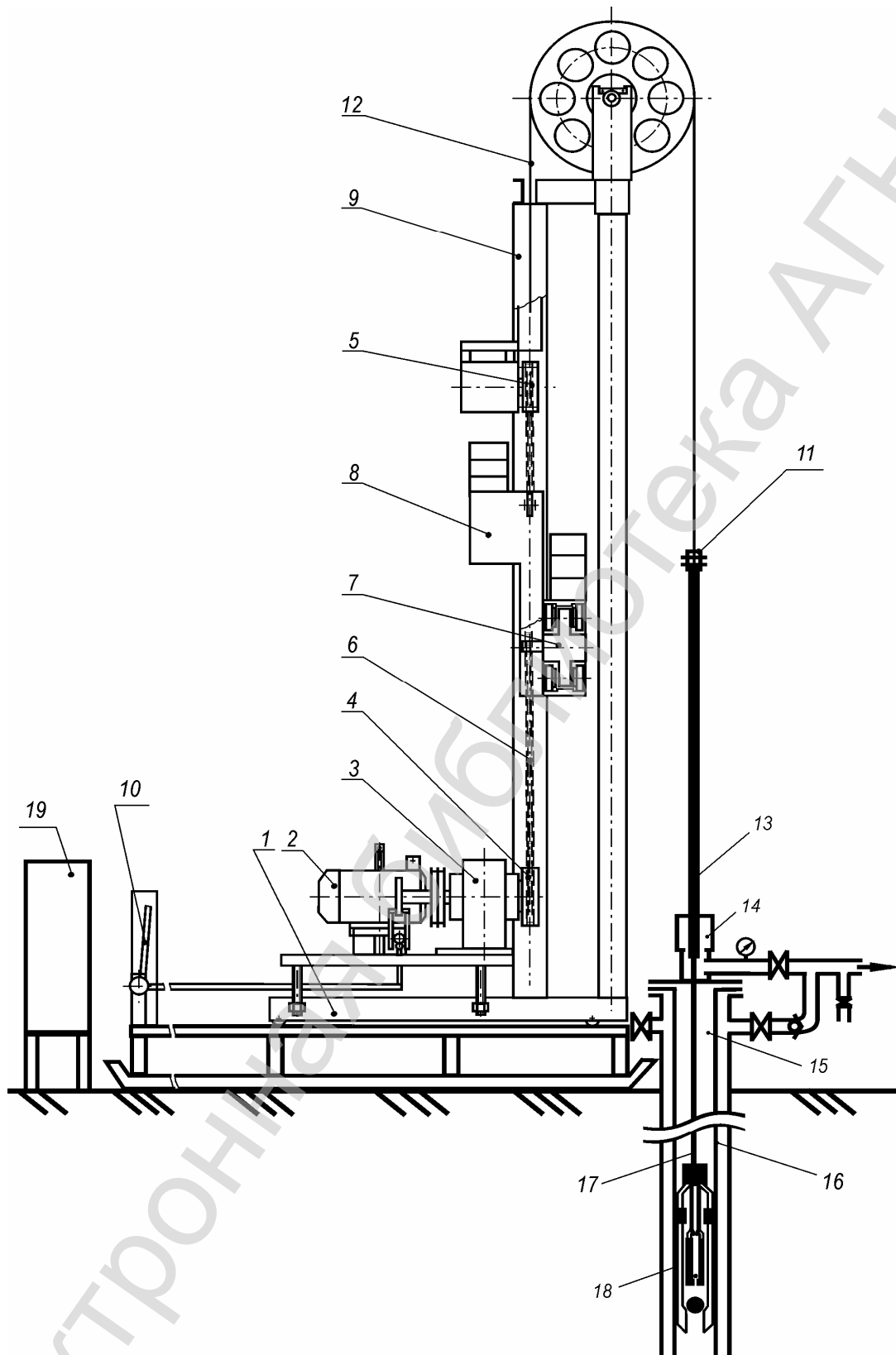
Принципиальные особенности цепных приводов [4]:

- постоянная скорость подвески штанг на большей части хода;
- максимальная скорость штанг в 1,6 - 1,7 раза меньше, чем у станка-качалки;
- независимость крутящего момента на редукторе (и соответственно, мощности электродвигателя) от длины хода;
- малая частота качаний и возможность применения редуктора с меньшим, чем у станка-качалки передаточным отношением и крутящим моментом (в 5 - 8 раз).



1 — станок-качалка; 2 — цепной привод

Рис. 1.15 - Изменение скорости точки подвеса штанг за цикл СК и ЦП



1 - рама; 2 - двигатель; 3 - редуктор; 4,5 - звездочки, 6 - цепь; 7 - каретка, 8 - уравнивающий груз; 9 - корпус; 10 - тормоз; 11 - канатная подвеска; 12 - канат; 13 - устьевой шток; 14 - сальник; 15 - устьевая арматура; 16 - НКТ; 17 - штанг; 18 - насос; 19 - станция управления

Рисунок 1.16 - УСШН с цепным приводом ЦП 60-3-0,5/2,5

Отмеченные особенности длинноходовых цепных приводов позволяют успешно использовать штанговые насосы при эксплуатации скважин с высоковязкой продукцией, высоким и средним дебитом. Область эффективной эксплуатации ШГН, может быть расширена, т.к. равномерное движение штанг и низкая максимальной скоростью обеспечивает снижение сил вязкого трения в скважинном оборудовании, нагрузок на штанги и привод, уменьшение эмульгирующего действия штанговой колонны в скважинах с обводненной продукцией. По данным [4] применение цепных приводов обеспечивает экономию по расходам на электроэнергию от 15 до 25%. При этом фактический коэффициент полезного действия УШСН оснащенных цепными приводами достигает 61,2%, тогда как для ШСН с балансирными приводами в аналогичных условиях составляет 50%.

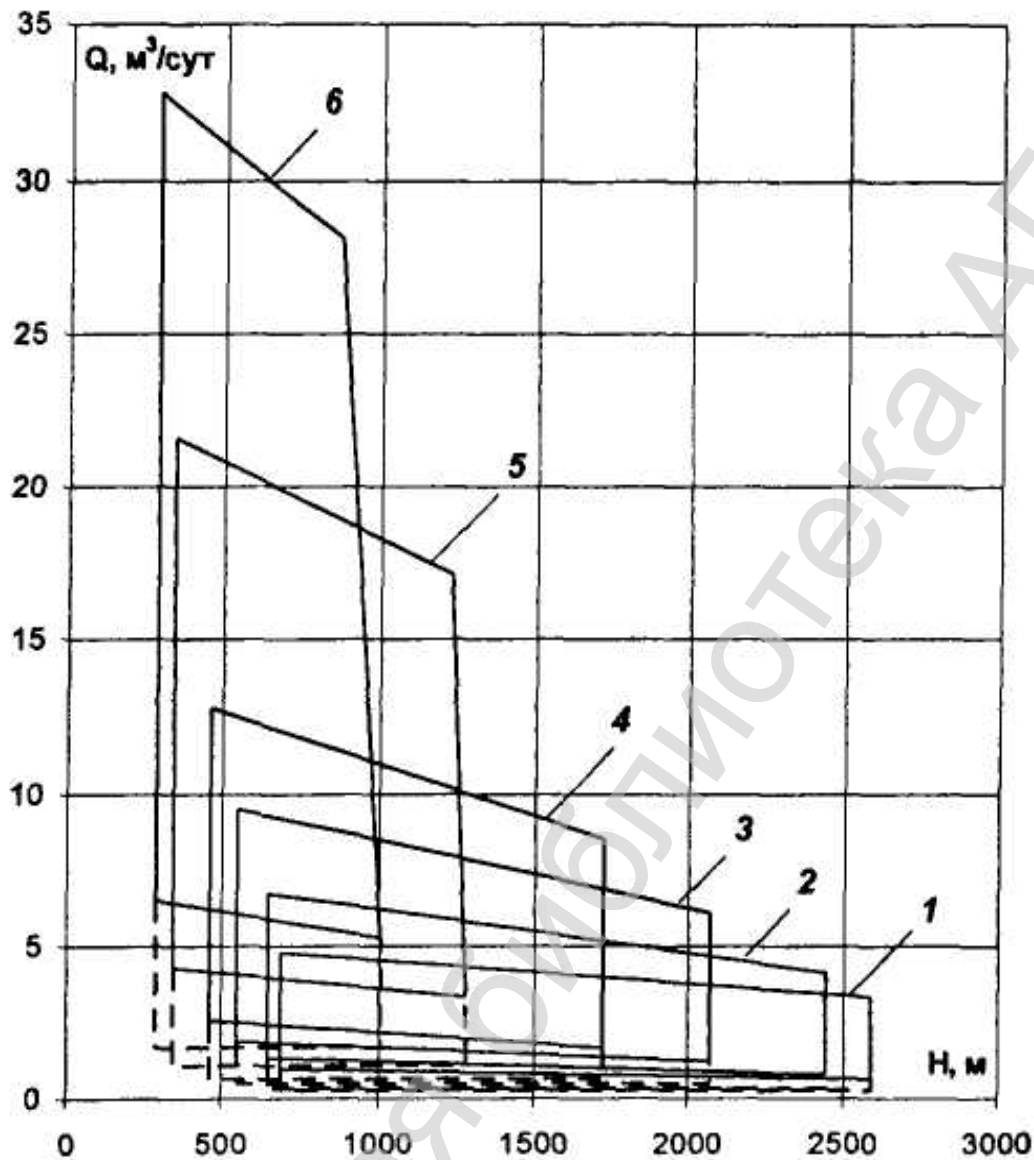
Для современных длинноходовых приводов, выпускаемых промышленностью характерно использование редуцирующего преобразующего механизма, позволяющего увеличить длину хода привода без резкого увеличения его металлоемкости. Повышение надежности привода осуществляется путем упрощения конструкции и снижения числа звеньев преобразующего механизма и трансмиссии. В основном известные конструкции содержат одну вертикальную цепную передачу, ведущая звёздочка которой расположена на выходном валу редуктора либо соединённую с ним через промежуточную муфту.

В качестве примера рассмотрим разработанный в «ТатНИПИнефть» цепной привод типа ПЦ60-18 -3-0,5/2,5, предназначенный для эксплуатации малодебитных скважин и скважин с высоковязкой продукцией. Техническая характеристика этого привода в сравнении с обычными станками-качалками типа ПНШ-60 и ПНШ-80 дана в табл. 1.2.

Таблица 1.2

Сравнительная техническая характеристика приводов

Показатели	ПНШ-60-2,1-25-01	ПНШ-80-3-40	ПЦ 60-3-05/2,5
Максимальная нагрузка в ТПШ, т	6	8	6
Максимальная длина хода, м	2,1	3	3
Частота качаний, мин ⁻¹	1,36 — 4,84	4,3 — 6,0	0,5 — 2,53
Крутящий момент редуктора, кН·м	25	40	5
Мощность электродвигателя, кВт	7,5	18,5	5
Масса без уравновешивающих грузов, т	—	—	4,5
Полная масса, т	8,45	12,4	7,8
Масса привода при средней массе противовесов, т	—	—	6,0



- 1 - с насосом диаметром 27мм, штанги диаметром 16мм, $[s_{np}]$ - 120МПа;
 2- с насосом диаметром 32 мм, штанги диаметром 16 мм, $[s_{np}]$ - 120МПа;
 3- с насосом диаметром 38 мм, штанги диаметром 19 мм- 10%, 16 мм— 90%, $[s_{np}]$ - 120МПа;
 4- с насосом диаметром 44мм, штанги диаметром 19 мм - 40 %, 16 мм – 60 %, $[s_{np}] = 100$ МПа;
 5- с насосом диаметром 57 мм, штанги диаметром 22 мм- 40%, 19мм- 60% $[s_{np}] = 100$ МПа;
 6- с насосом диаметром 70 мм, штанги диаметром 22 мм - 60 %, 22 мм – 40 %, $[s_{np}] = 100$ МПа.

Рисунок 1.17 -Теоретическая область применения привода ЦП 60-3-0,5/2,51 построенная с учетом допустимых прочностных возможностей отечественных штанг

Теоретическая область применения привода ЦП 60-3-0,5/2,51 построенная с учетом допустимых прочностных возможностей отечественных штанг приведена на рис 1.17.

В условном обозначении привода приняты следующие обозначения:

ПЦ — привод цепной;

60 — максимальная нагрузка в точке подвеса штанг, кН;

18 — тяговое усилие привода, кН;

3,0 — номинальная длина хода, м;

0,5 — минимальная частота качаний, мин⁻¹;

2,5 — максимальная частота качаний, мин⁻¹;

Привод (рис. 1.16) состоит из электропривода, корпуса, реверсирующего редуцирующего преобразующего механизма с замкнутым гибким звеном (цепью), уравнивающего груза, канатной подвески устьевого штока.

Электропривод включает в себя электродвигателя 2, редуктора 3, ручного дискового тормоза 10 и ременной передачи (вариатора). Передача крутящего момента от электродвигателя осуществляется ременной передачей с возможностью изменения частоты качаний путем замены шкивов. Возможно применение вариатора.

Корпус 9 представляет собой сварную металлоконструкцию, в которой перемещается уравнивающий груз 8, соединенный канатом через ролики с подвеской устьевого штока 11. Кроме того, в корпусе размещен реверсивный редуцирующий преобразующий механизм с гибким звеном, который включает в себя звездочки 4 и 5, замкнутое гибкое звено — тяговую двухрядную цепь 6, а также каретку 7, которая имеет возможность перемещения в специальной полости уравнивающего груза.

Принцип работы привода заключается в следующем. Крутящий момент от электродвигателя 2 через ременную передачу, редуктор 3, нижнюю звездочку 4, установленную на валу редуктора, передается на тяговую цепь 6, которая преобразует вращательное движение звездочки в поступательное.

Тяговая цепь соединена посредством консольно прикрепленной к ней скалки с кареткой 7 и уравнивающим грузом 8. В момент, когда уравнивающий груз находится в нижнем положении, а подвеска устьевого штока — в верхнем, каретка (рис.1.18, а) располагается посередине полости. При вращении звездочек (рис. 1.18) против часовой стрелки каретка перемещается вправо и одновременно вверх вместе с уравнивающим грузом, при этом подвеска устьевого штока перемещается вниз.

По достижению кареткой горизонтальной оси нижней звездочки (рис.1.18,б), движение каретки вправо прекращается, и она движется только вверх. В момент достижения кареткой и уравнивающим грузом горизонтальной оси верхней звездочки (рис.1.18,в), каретка начинает перемещаться влево, продолжая одновременно движение вверх. Это движение продолжается до тех пор, пока каретка не перейдет на противоположную сторону звездочки.

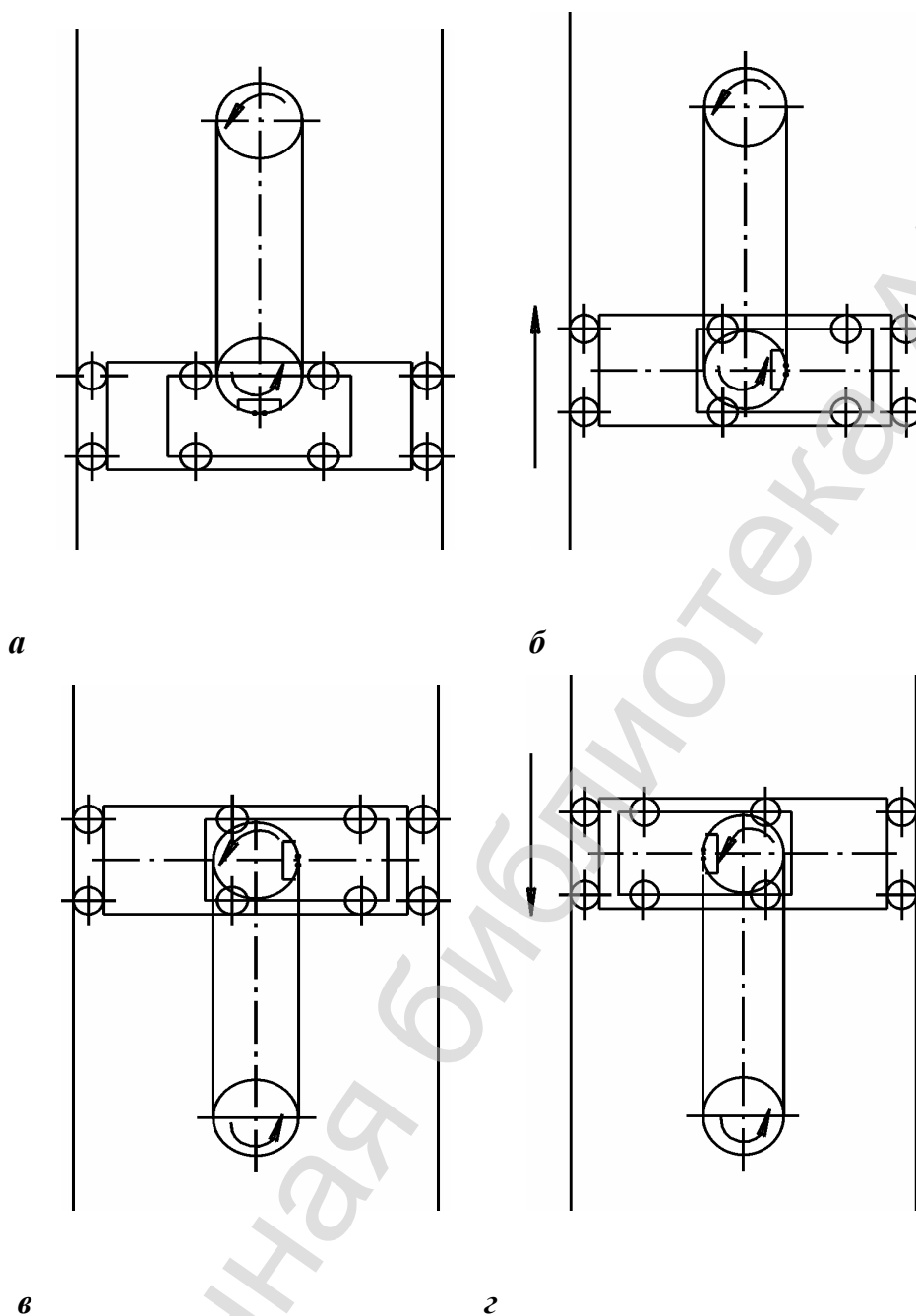
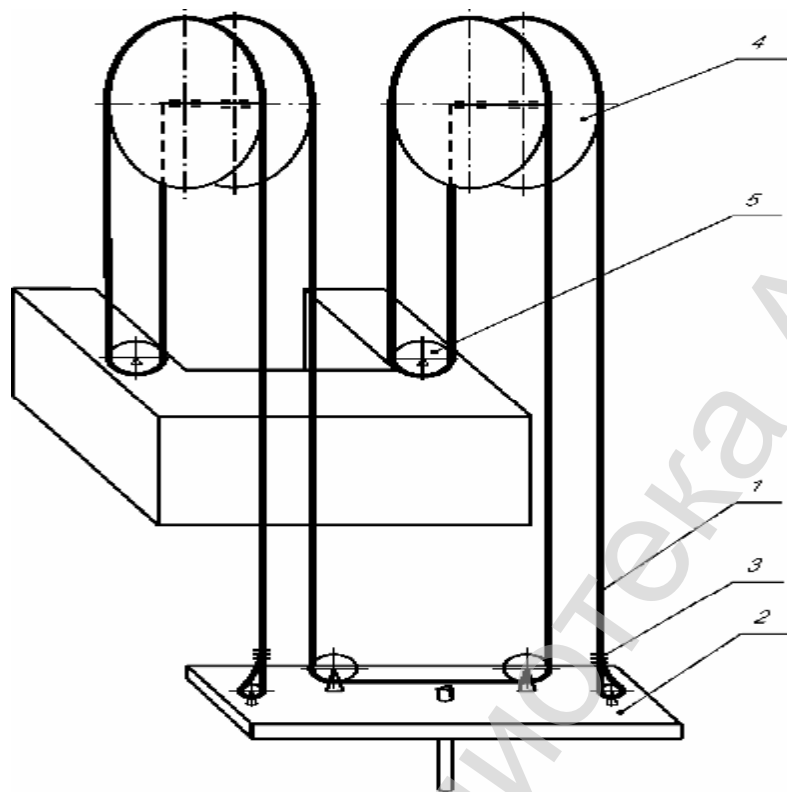


Рисунок 1.18 — Схема работы преобразующего механизма

Тогда (рис.1.18,г) направление движения уравновешивающего груза и подвески устьевого штока меняются на противоположное, чем обеспечивается возвратно-поступательное движение точки подвеска штанг.

Закрепление грузового каната 1 к подвеске устьевого штока 2 производят (рис. 1.19) при помощи зажимов 3, при этом канат огибает верхние шкивы 4 и нижние шкивы 5 уравновешивающего груза, тем самым, соединяя его с подвеской устьевого штока.



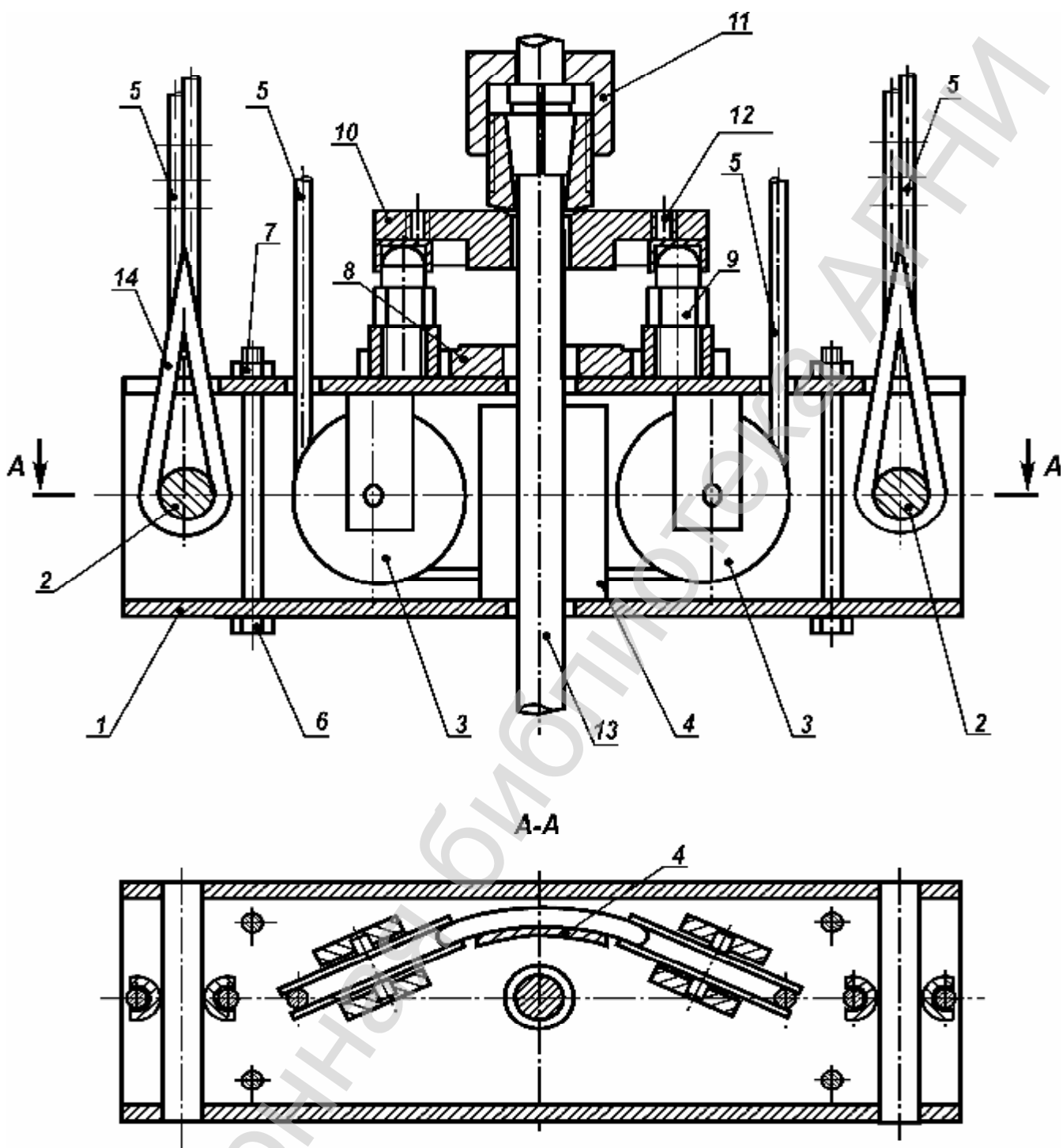
1 — канат, 2 — подвеска, 3 — зажим, 4, 5 — шкивы

Рисунок 1.19 — Закрепление грузового каната

При замене каната в устьевой подвеске поднимают уравнивающий груз вверх по ходу движения электроприводом до середины хода и фиксируют в этом положении тормозом. Медленно опускают уравнивающий груз на упоры, не допуская удара. Отсоединяют шкивы 5, от уравнивающего груза, предварительно сняв оси и снимают подвеску с закрепленным канатом. Затем разбирают подвеску, меняют канат, вновь собирают подвеску и устанавливают её на приводе.

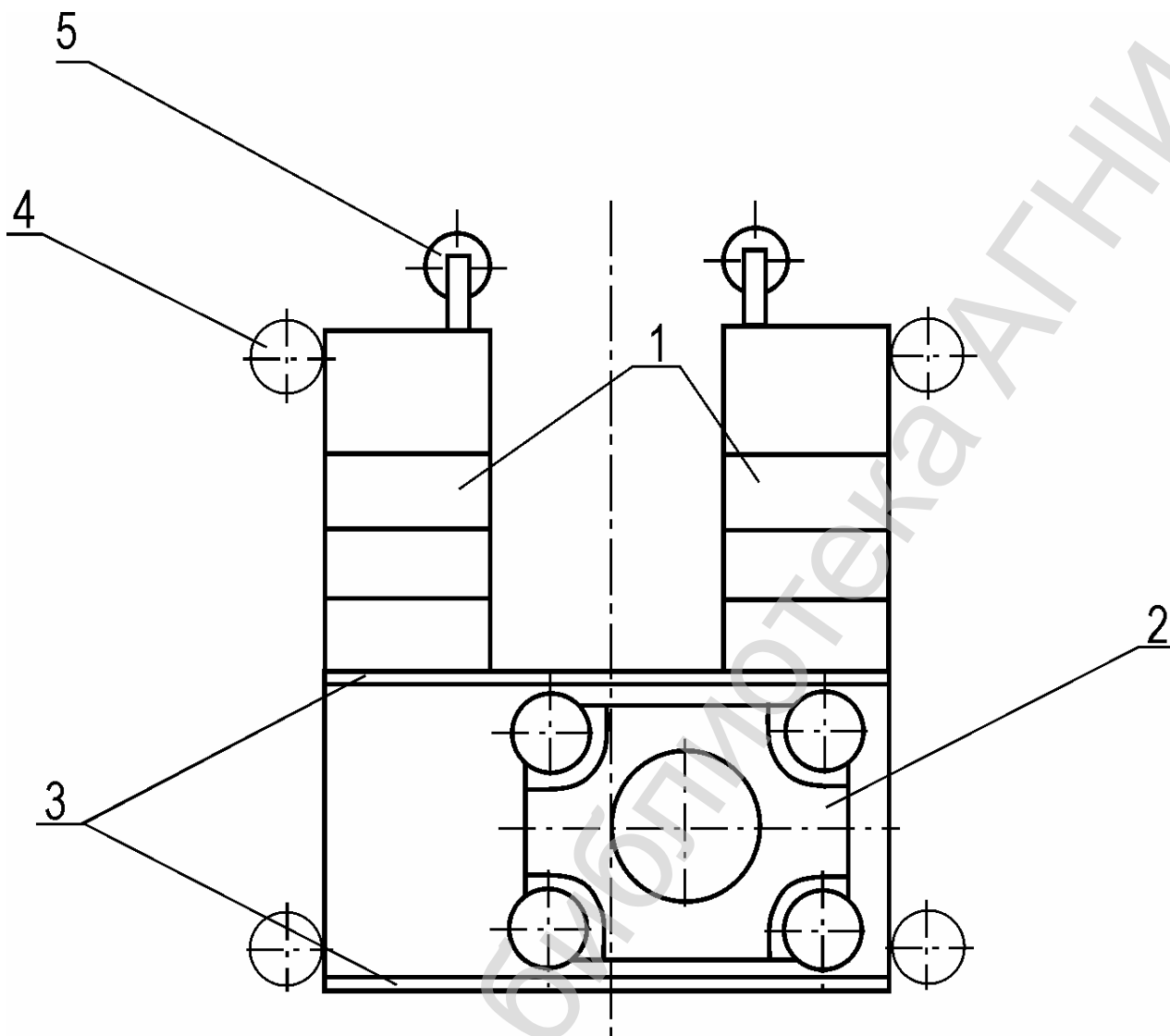
Подвеска устьевого штока (рис.1.20) представляет собой разъемную металлоконструкцию 1 коробчатого сечения, в которой смонтированы пальцы 2, ролики 3 и скоба 4. Шкивы 3 обеспечивают перераспределение нагрузки между ветвями каната 5.

Две части металлоконструкции — верхняя и нижняя опоры, — скрепляются между собой при помощи болтов 6 и гаек 7. На верхней опоре предусмотрена площадка 8 для установки датчика динамографа, на которую устанавливаются грузовые винты 9 и подвижная плита 10. Крепление полированного штока к подвеске производится клиновым зажимом 11. На подвижной плите 10 предусмотрены два отверстия 12 для установки штанговращателя типа ШВЛ.



1 — траверса; 2 — палец; 3 — шкив; 4 — скоба; 5 — канат; 6 — болт; 7 — гайка; 8 — площадка; 9 — винт грузовой; 10 — плита подвижная; 11 — зажим клиновой; 12 — отверстие; 13 — устьевой шток; 14 — коуш

Рисунок 1.20 - Подвеска устьевого штока



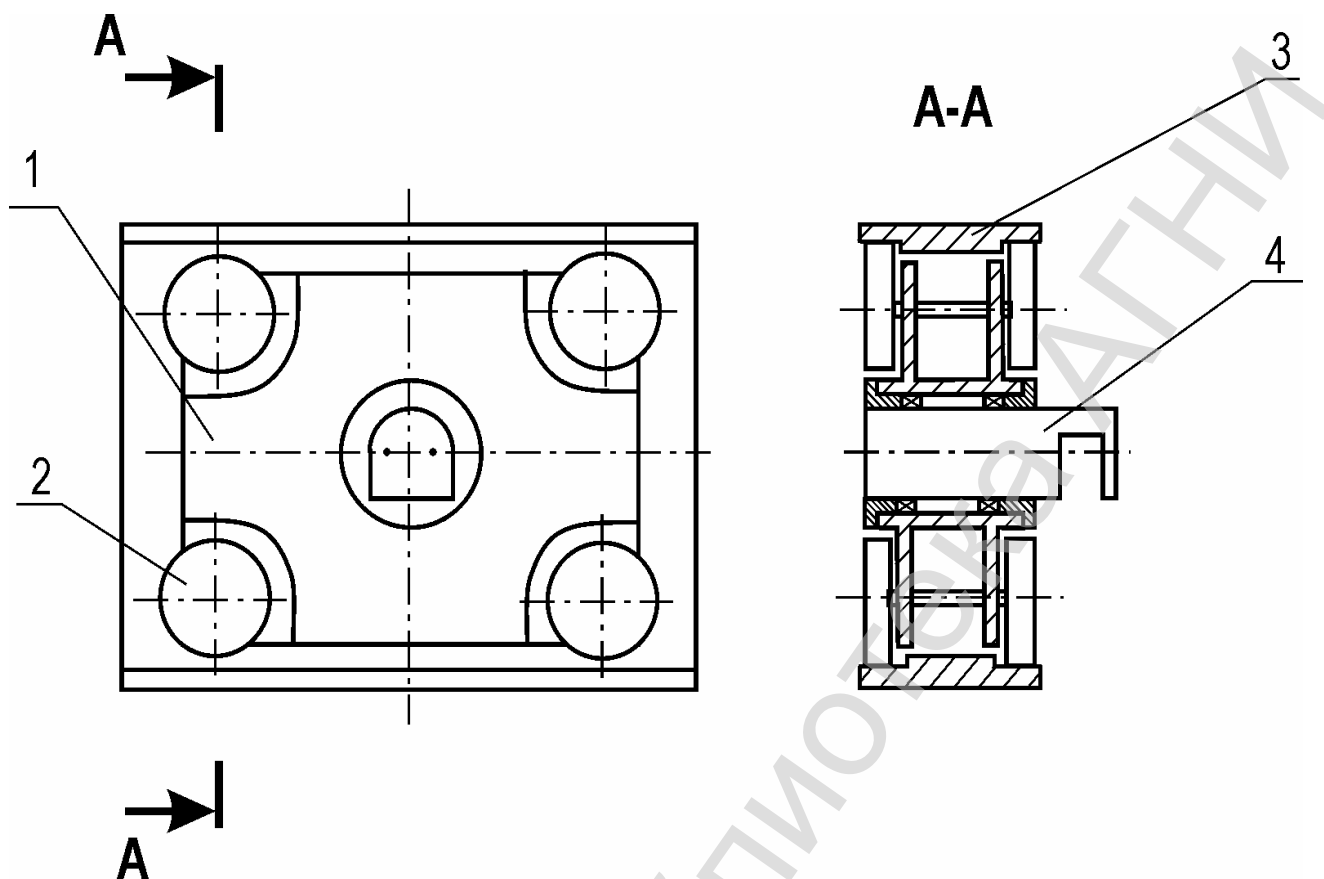
1 — груз; 2 — каретка; 3 — направляющие; 4 — ролики, 5 -шкивы

Рисунок 1.21 — Уравновешивающий груз

Уравновешивающий груз (рис.1.21) включает два груза 1 и каретку 2, которая совершает возвратно-поступательное движение по направляющим 3, закрепленных на грузах при помощи болтов. Перемещение уравновешивающего груза по направляющим в корпусе обеспечивают ролики 4. С устьевой подвеской уравновешивающий груз соединяют при помощи роликов 5 и каната.

Регулировку зазора между роликами и направляющими корпуса производят при значении величины зазора более 3 мм. Для этого устанавливают уравновешивающий груз на упоры, ослабляют болты, и, подкладывая между корпусом роликов и уравновешивающим грузом регулировочные прокладки, устанавливают необходимый зазор величиной 1 мм.

При износе роликов более 6 мм по наружному и внутреннему диаметру производят замену роликов.

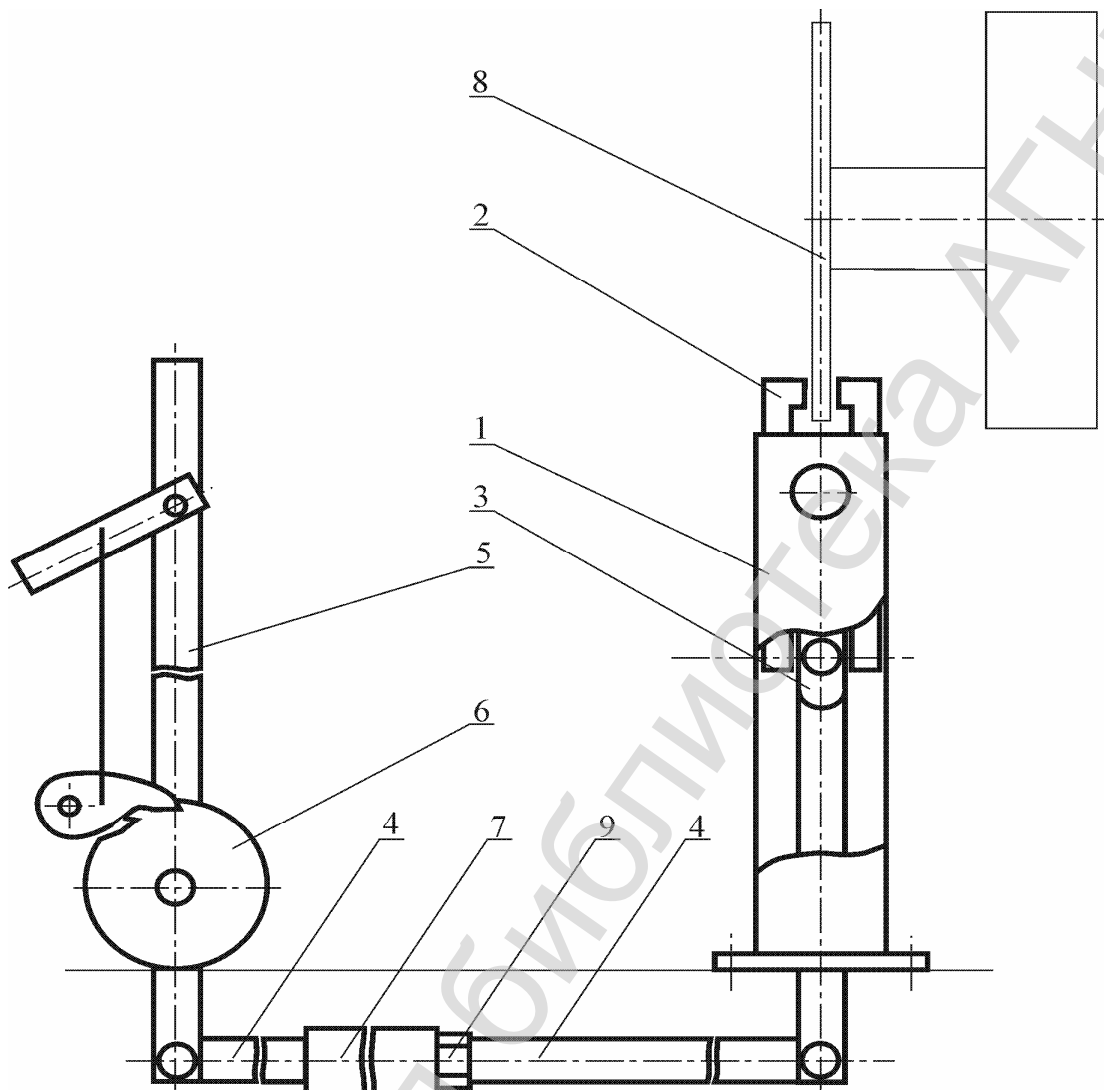


1 — корпус; 2 — ролики; 3 — направляющие; 4 — скалка
Рисунок 1.22 — Каретка

Каретка (рис.1.22) представляет собой корпус 1 с закрепленными роликами 2, которые воспринимают основную нагрузку и обеспечивают перемещение каретки по направляющим 3. В корпусе каретки на подшипниках установлена скалка 4, на которой замыкается тяговая цепь. Скалка, вращаясь вокруг своей оси, огибает верхнюю и нижнюю звездочки.

Дисковый тормоз (рис. 1.23) состоит из стоек 1, на которых при помощи оси установлены тормозные колодки 2. При повороте кулачка 3 колодки 2 поворачиваются вокруг оси и прижимаются к тормозному шкиву 8. Поворот кулачка осуществляется тягой 4, которую приводит в движение ручка 5. Фиксация ручки 5 производится храповым механизмом 6. Для регулировки зазора между колодками и тормозным шкивом служит стяжка 7, положение которой фиксируется контргайкой 9.

При необходимости в процессе эксплуатации привода изменения частоты качаний, осуществляют замену шкивов клиноременной передачи на валу редуктора и электродвигателя соответственно. Для этого необходимо остановить привод в момент, когда уравнивающий груз находится в крайнем нижнем положении. Предварительно вывернув болты, снимают тормозной диск. Отвернув торцевую гайку, снимают шкив ременной передачи при помощи съёмника. Устанавливают и закрепляют на валу редуктора шкив необходимого размера.

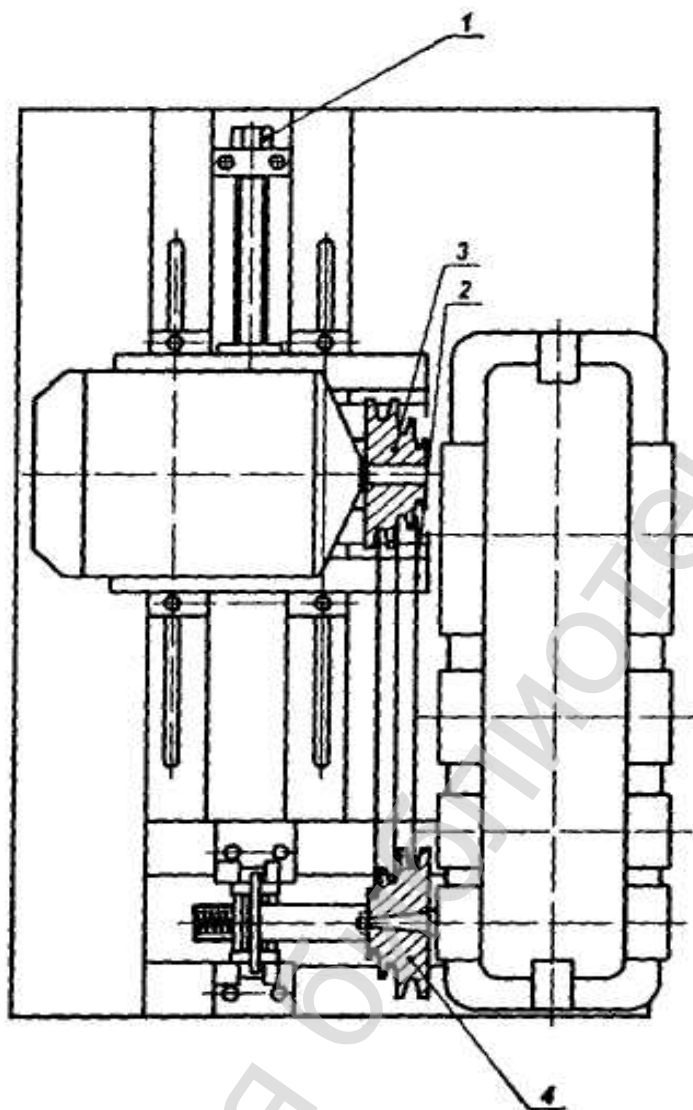


1 — стойки; 2 — колодки; 3 — кулачок; 4 — тяги; 5 — ручка; 6 — храповой механизм; 7 — стяжка; 8 — тормозной шкив; 9 — гайка

Рисунок 1.23— Тормоз дискового типа

По окончании установки и закрепления тормозного диска проверяют, и при необходимости регулируют, зазор между тормозным диском и колодками — он должен быть не более 1 мм.

В случае выполнения трансмиссии привода со ступенчатыми шкивами появляется возможность изменения режима работы установки последовательной перестановкой ремня с одной канавки в другую, без изменения межцентрового расстояния клиноременной передачи (рис.1.24). Данный прием возможен, поскольку передача требуемой мощности от э/двигателя к редуктору может быть осуществлена посредством одного ремня [4]



1- винт; 2 – ремень; 3,4- шкивы

Рисунок 1.24-Клиноременная передача со ступенчатыми шкивами

1.4.Эксплуатация цепного привода

Большинство месторождений находятся на поздней стадии разработки, со всеми вытекающими последствиями, на очереди разработка залежей с высоковязкой нефтью, поэтому нефтяные компании, испытывая необходимость в новой технике, оснащают скважины цепными приводами, с учетом следующих моментов [4].

Для эксплуатации неглубоких, малodeбитных скважин с пластовой жидкостью средней вязкости целесообразно применение компактных и экономичных цепные приводы ЦП40-2,1-0,5/2,5.

В скважинах средней глубины и дебита, с высоковязкой продукцией используют привод с длиной хода 3м и грузоподъемностью 60 кН, а так же его

модификации с длиной хода 2,1 м и грузоподъемностью 60 и 40 кН. Оснащение глубоких скважин со средним дебитом осуществляют приводом с длиной хода 6 м и грузоподъемностью 80 кН открытого или закрытого исполнения. У приводов ЦП 80- 6 -1/4 отличительной особенностью является то, что выходной вал редуктора соединен через муфту с ведущей звездочкой преобразующего механизма, расположенной на валу закрепленном в промежуточной подшипниковой опоре, позволяющей воспринимать консольную нагрузку.

Привод ПЦ-120 длиной хода 7,3 м по характеристикам заметно отличается от вышеперечисленных. Он более универсален, поэтому его можно применять как для добычи пластовой жидкости, так и для межскважинной перекачки.

Применение цепных приводов ПЦ60-3-0,5/2,5 и ПЦ40-2,1-0,5/2,5 при эксплуатации малодебитных скважин позволяет повысить КПД и снизить энергозатраты на подъем продукции, перевести на непрерывную эксплуатацию скважины, эксплуатировавшиеся в периодическом режиме, сократить, в конечном счете, эксплуатационные затраты. Следует отметить по данным [6] на скважинах, оснащенных цепным приводами, в среднем в 1,6 раз сократилось количество подземных ремонтов и достигнуто снижение удельных энергозатрат на подъем продукции.

Однако перечисленные преимущества могут быть реализованы только при грамотном использовании цепных приводов в пределах эффективной области их применения.

Техническое обслуживание, проводимое при эксплуатации цепного длинноходового привода с целью предотвращения возникновения возможных неисправностей и обеспечения нормативного срока службы, включает в себя следующие виды работ:

- контрольный осмотр;
- ежеквартальное обслуживание;
- полугодовое обслуживание.

Контрольный осмотр проводят через каждые трое суток работы привода.

Через первые 15 суток работы при контрольном осмотре ЦП, осуществляемого с остановкой, дополнительно проверяют натяжение клиновых ремней и тяговой цепи, готовность аварийного тормоза редуктора, надежность крепления всех болтовых соединений. Перед пуском проверяют состояние цепного привода. Для этого контролируют:

- уровень масла в редукторе;
- смазку подшипниковых узлов;
- затяжку всех крепежных болтов;
- установку и надежность крепления всех кожухов и ограждений;
- подключение электрооборудования и надежность заземления;
- натяжение ремней клиноременной передачи;
- натяжение цепи и др.

В течение двух часов с момента пуска привода осуществляю непрерывный контроль за его работой, а в течение последующих двух суток – периодический, не менее двух раз в сутки.

При осмотре привода проверяют:

- уравновешенность – по показаниям амперметра. Считается, что уравновешенность удовлетворительная, если разность между показаниями амперметра при ходах вверх и вниз не превышает $\pm 10\%$ от полусуммы двух максимальных значений силы тока за цикл;
- отсутствие вибрации и необычных шумов. В случае их проявления, визуально и на слух, определяют, какие из частей привода являются источником.

При техническом обслуживании цепного привода возникает необходимость в производстве следующих работ.

Замена ремней клиноременной передачи производится с поворотом площадки обслуживания на 90° . Затем, ослабив клеммные соединения крепления салазок электродвигателя и винта, винтом приподнимают электродвигатель и меняют комплект ремней. Вращением винта, опуская двигатель, устанавливают необходимое натяжение ремней.

Для регулирования зазора прилегания тормозных накладок к тормозному шкиву, с площадки обслуживания снимают защитный кожух, подтягиванием гайки на винте тормоза регулируют зазор. Кожух устанавливают на место, закрепив болтами.

Перед осуществлением подземного ремонта привод при помощи эксцентриков на колесах приподнимают и, вращая рукоятку сбоку установки, отодвигают по рельсам на необходимое расстояние, и опускают на рельсы. После окончания работы привод в обратном порядке устанавливают в рабочее положение и затягивают крепления.

Возникающие неисправности при эксплуатации привода или в процессе технического обслуживания оперативно устраняют, т.к. как несвоевременное устранение может привести к более серьезным отказам и длительным простоям оборудования.

Наиболее характерные неисправности привода и способы их устранения приведены в таблице 1.2.

При подготовке привода и его составных частей к дефектации и ремонту производят расконсервацию, мойку, очистку поверхностей от загрязнений и коррозионных повреждений и т.д. В процессе ремонта производят следующие работы:

- полную разборку привода и редуктора;
- восстановление или замену всех дефектных деталей и сборочных единиц, в том числе базовых;
- сборку, регулировку, обкатку и испытание.

Определение общего объема ремонтных работ, потребностей в запасных частях и материалах выполняют после проведения дефектации.

Таблица 1.2

Внешние проявления неисправности	Вероятная причина	Способ устранения
Расшатанность всего привода	Неправильно установлено основание Ослабло крепление рамы к фундаменту Превышение нагрузки в точке подвеса штанг	Исправить в соответствии с чертежом Затянуть болтовые соединения Установить режим работы в соответствии с тех. характеристикой и рекомендуемой областью применения привода
Произвольное перемещение деталей и узлов относительно друг друга.	Ослабление затяжки болтов крепления.	Надежно затянуть все болтовые соединения.
Вибрация привода	Значительное превышение числа качаний и нагрузки на устьевой шток Неуравновешенность привода	Установить режим работы в соответствии с тех. характеристикой и рекомендуемой областью применения привода Проверить уравновешенность и, при необходимости, уравновесить привод
Шум в подшипниковых узлах	Износ и поломка подшипников качения	Демонтировать подшипниковый узел, пролить керосином подшипник качения. Заменить неисправный подшипник
Вибрация электродвигателя.	Ослабление крепления э/двигателя к основанию или основания к раме	Подтянуть болты крепления
Пробуксовка ремней клиноременной передачи	Ослабление натяжения ремней Заклинивание цепной передачи. Заклинивание штока в устьевом сальнике. Заклинивание плунжера скважинного насоса Заклинивание противовеса в направляющих	Отрегулировать натяжение ремней Проверить цепную передачу и натяжение каната. При обрыве каната или неисправности цеп. передачи произвести ремонт. Отрегулировать затяжку устьевого сальника Выявить и устранить неисправность насоса Проверить крепление роликов к противовесу и наличие посторонних предметов между направляющими и роликами
Обрыв ремней	Чрезмерный износ	Замена полного комплекта ремней одной партии
Загрязнение маслом поверхности редуктора или основания	Излишки масла в редукторе. Утечка масла через уплотнительные прокладки	Слить излишки масла Подтянуть болты, при необходимости заменить прокладки
Заметное качание противовеса при движении по всей длине хода	Увеличение зазора между направляющими колонны и направляющими роликами противовеса	Правильно отрегулировать величину зазора

Все работы, связанные с обслуживанием и ремонтом редуктора, электродвигателя, станции управления, проводят в соответствии с указаниями заводов изготовителей типовыми методами и требованиями технической документации на эти изделия (технический паспорт, руководство по эксплуатации, технические условия).

1.5. Обустройство скважин при эксплуатации ШСНУ

Монтаж штанговой скважинной установки является ответственным этапом эксплуатации, так как от его качества во многом зависит надежность работы оборудования и эффективность добычи. Перед монтажом комплекса оборудования, входящего в состав ШСНУ выполняют работы следующего порядка.

На основе технологической схемы разработки месторождений маркшейдерские службы нефтегазодобывающих предприятий готовят перечень и координаты скважин, подлежащих бурению на месторождении, и выполняют предварительное кустование скважин. Далее разрабатывают технологическую схему обустройства месторождения, выбирают площадки установки скважин и трассы коммуникаций нефтепроводов, водоводов, ВЛ и ТМ. Отводы земель во временное и постоянное пользование оформляют по согласованию с землепользователями. С учетом способа эксплуатации на каждую скважину и куст составляют проект обустройства, на основании которого производят монтажные работы.

В проекте на обустройство индивидуальной скважины определяется конкретное расположение КТП, привода штангового насоса, площадки под агрегат ПРС (рис. 1.25).

При кустовой эксплуатации скважин УСШН проект обустройства выполняется с учетом их количества. Типовая схема обустройства куста приведена на рис. 1.26.

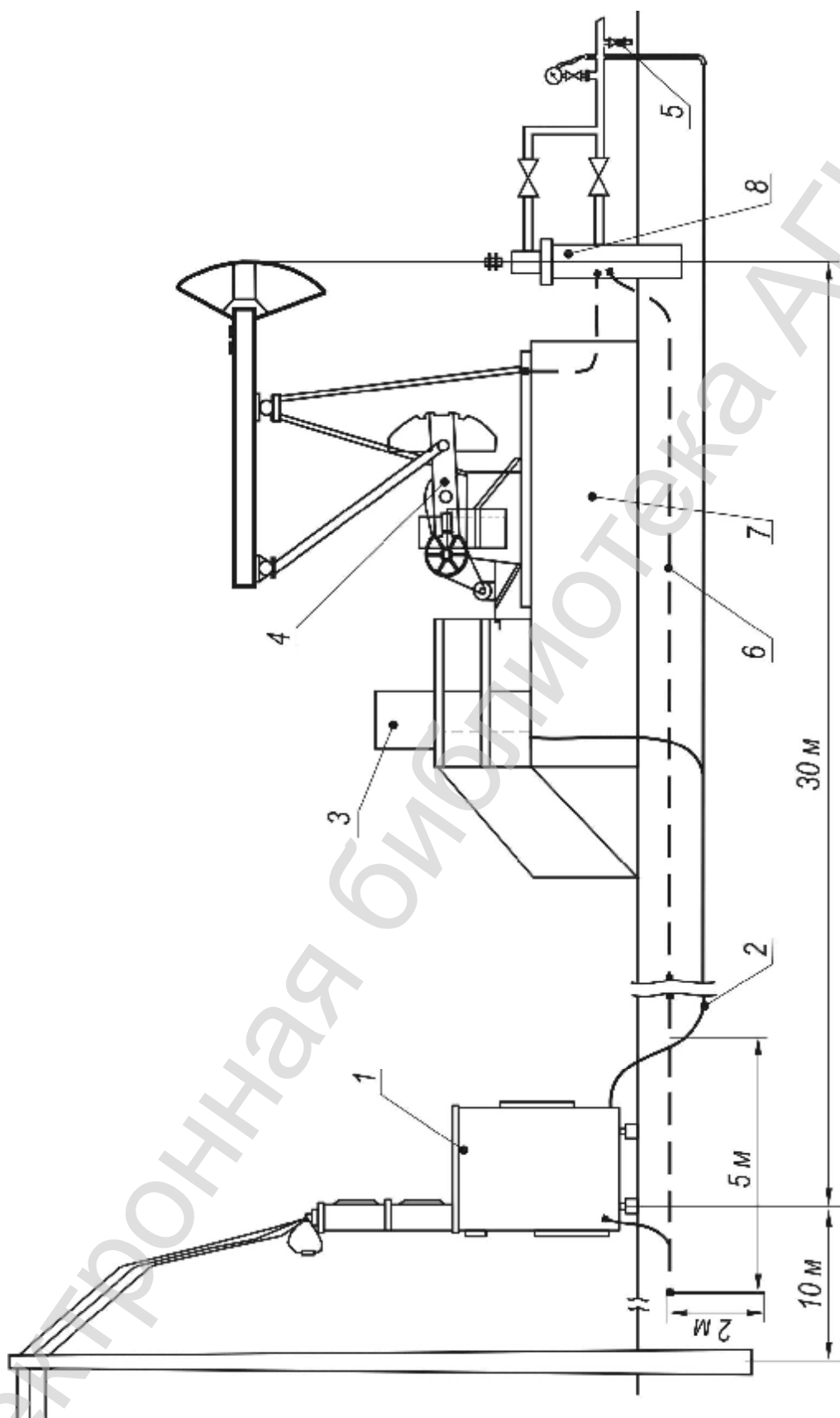
Каждая скважина должна иметь площадку для монтажа агрегатов подземного ремонта скважин, которая строится по типовому чертежу.

Устье скважины оборудуют запорной арматурой и сальниковым устройством для герметизации штока. Типовая схема обвязки устья скважин, эксплуатируемых УСШН, приведена на рис. 1.27.

На заболоченной или затопляемой местности монтаж привода производится на свайных основаниях.

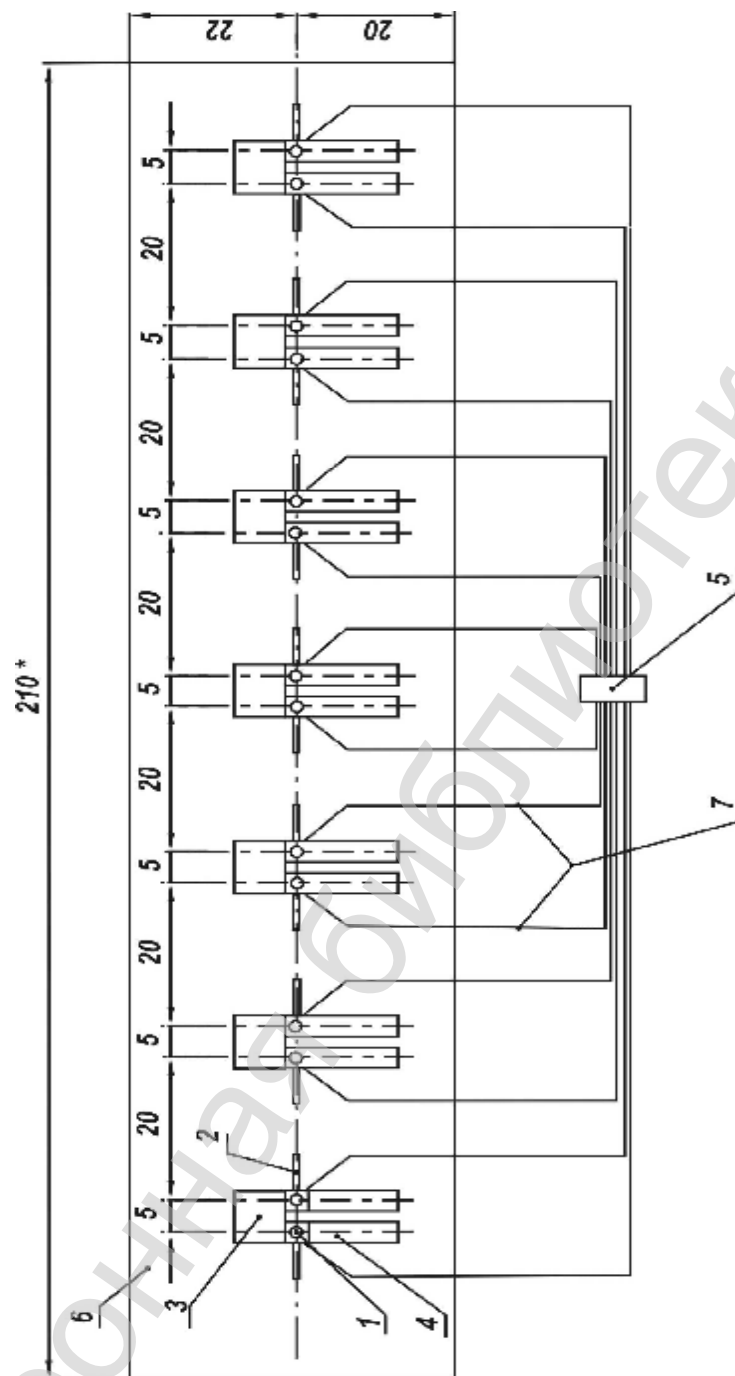
Выбор типа конструкции фундамента осуществляют с учетом конструкции и исполнения привода.

Подготовительные работы к монтажу привода штангового насоса включают земляные работы по снятию плодородного слоя земли и изготовлению песчаной подушки толщиной в 200...300 мм.



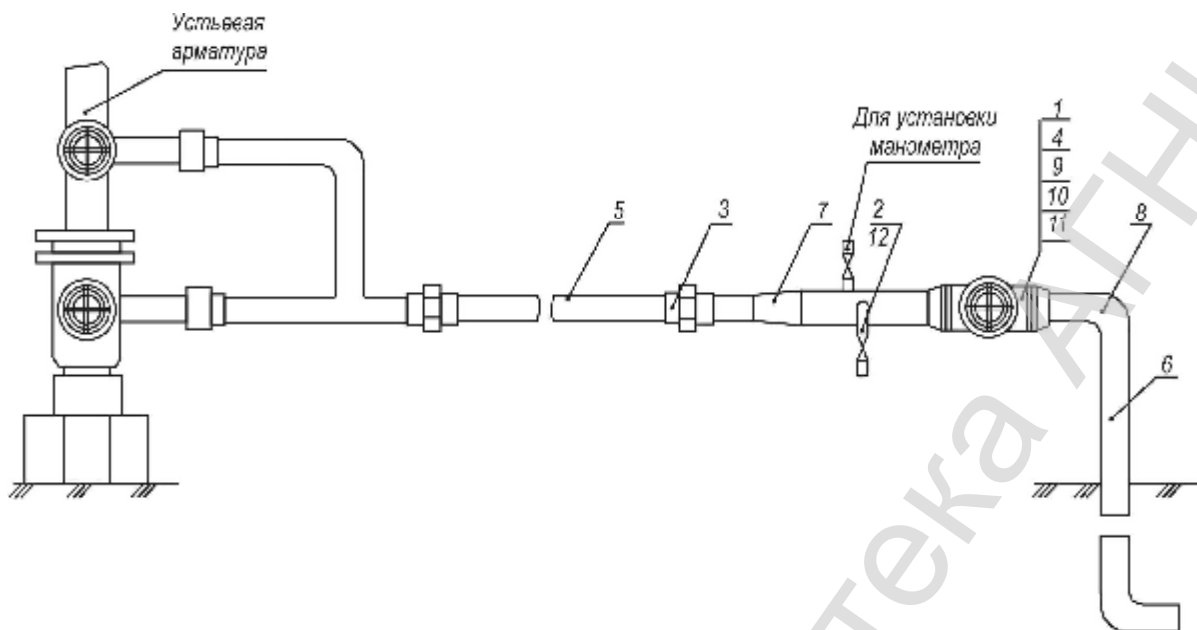
1 — КТП, 2 — кабель, 3 — станция управления, 4 — привод, 5 — пробоотборник, 6 — заземление, 7 — фундамент, 8 — устьевая арматура

Рисунок 1.25. - Обустройство индивидуальной скважины



1 — устье добывающей скважины, 2 — привод, 3 — место установки приемных мостков, 4 — площадка для установки ремонтного агрегата, 5 — автоматизированная групповая замерная установка, 6 — граница куста скважин на время эксплуатации, 7 — сборные трубопроводы

Рисунок 1.26.- Обустройство кустовых скважин

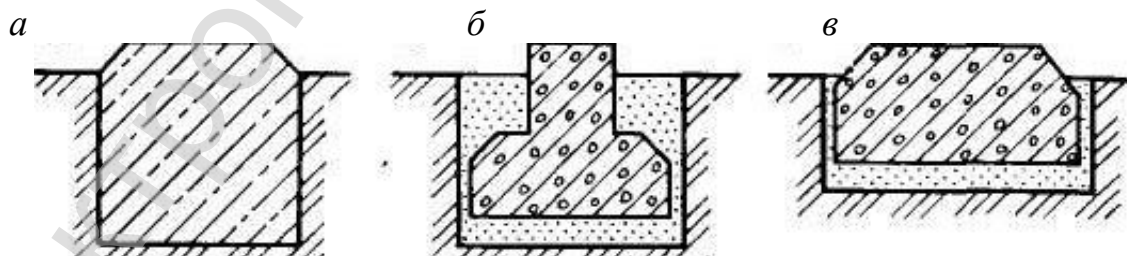


1 — задвижка; 2 — вентиль муфтовый; 3 — соединение быстръемное; 4 — фланец; 5, 6 — труба; 7 — переход; 8 — отвод; 9 — шпилька; 10 — гайка, 11 — прокладка; 12 — штуцер

Рисунок 1.27 - Обустройство устья скважины

Для монтажа приводов штанговых насосов применяют специально изготовленные фундаменты, конструкция которых зависит от геологических, климатических условий и плотности грунта. Используют следующие конструкции фундаментов:

- монолитные -бутобетонные или железобетонные (рис 1.28 а);
- бетонные тумбы различной формы (рис 1.28 б, в.);
- сварные блоки из стальных труб;
- блочные из железобетонных плит или металлические (рис.1.28.).



а-монолитные (бетонные); б, в – из готовых бетонных плит

Рисунок 1.28 – Типы фундаментов

1.6. Монтаж балансирных приводов ШСН

Фундаменты под балансирные приводы штанговых скважинных насосов устанавливают на заранее подготовленных и распланированных площадках и изготавливают в соответствии с габаритными и присоединительными размерами привода, указанных в паспортах заводов-изготовителей. Высота фундамента выбирается с учетом того, чтобы кривошипы привода при вращении не задевали землю. Расстояние от нижней точки кривошипа до земли должно быть не менее 200 мм.

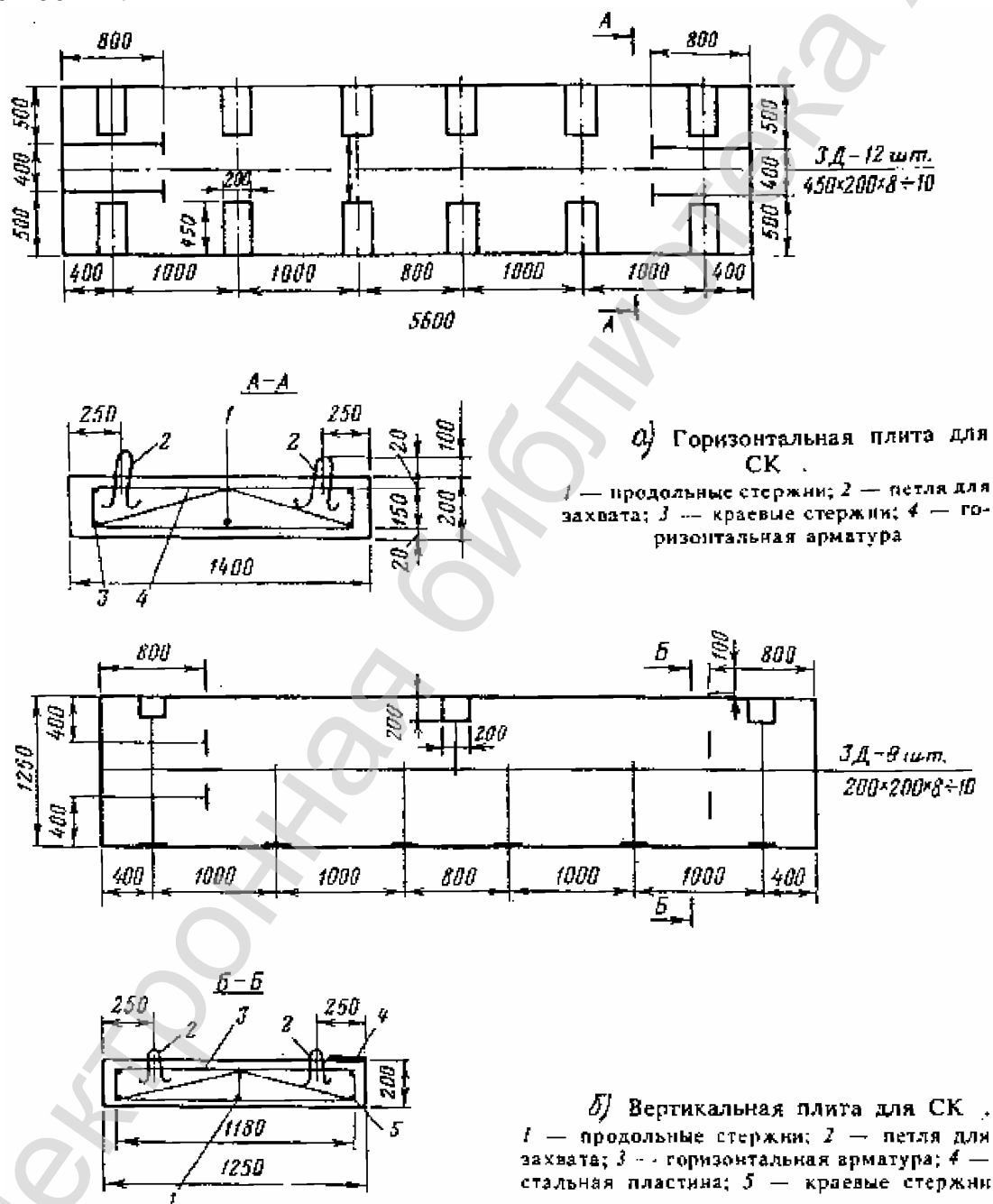


Рисунок 1.29 - Фундамент из унифицированных плит

Монтаж фундаментов не производят в зимний период, поскольку в процессе последующей эксплуатации возможны нарушения центровки и уравновешенности привода.

В Татарстане (ОАО «Татнефть») наиболее широкое применение получил фундамент из унифицированных железобетонных плит (рис.1.29). Данная конструкция фундамента позволяет в зависимости от типа привода штанговой насосной установки использовать горизонтальные плиты в качестве собственно фундамента для приводов «гумбового» исполнения, либо в качестве основания для вертикальных плит для приводов, конструкция которых предполагает использование высоких фундаментов.

Фундамент устанавливают на ровное гравийно-песчаное основание толщиной 200 мм, выполненное в грунте. Вертикальная плоскость симметрии фундамента должна проходить через центр скважины. Отклонение плоскости от центра скважины должно быть не более 10 мм.

При монтаже высоких фундаментов две вертикальные плиты устанавливают на горизонтальную плиту, которые прикрепляют к ней сваркой закладных деталей в виде стальных пластин, смонтированных в плиты.

Для обслуживания электропривода в хвостовой части фундамента предусматривается площадка, выход на которую должен быть со стороны тормозного устройства. Пол площадки сплошной из рифленого железа, просечного листа или железобетона на металлическом (бетонном) основании.

Рабочую площадку оборудуют лестницами с перильными ограждениями по требованиям действующих правил безопасности. Станцию (блок) управления СШНУ устанавливают на площадке с таким расчетом, чтобы можно было работать обеими руками — одной с рычагом тормоза, другой — кнопками управления станции.

На выкидной линии от скважины устанавливают обратный клапан, задвижку, манометр (ЭКМ), пробоотборник, при индивидуальном замере дебита — индивидуальный расходомер (СКЖ). При наличии АСПО и эмульсии на устье скважины монтируют дозатор для подачи реагента (с электроприводом или с приводом от балансира). Контур заземления подключают к эксплуатационной колонне скважины.

Все оборудование, входящее в состав привода транспортируют на место установки комплектно в разобранном виде. Доставленные узлы и детали располагают с учетом последовательности их сборки. Монтаж начинают с установки рамы привода в сборе с редуктором, кривошипными и электродвигателем на фундамент при помощи грузоподъемных средств. Затем производят проверку положения рамы относительно оси скважины и её горизонтальности в продольном и поперечном направлениях.

Перед установкой балансира проверяют горизонтальность верхней плиты стойки и её положение относительно оси скважины. Балансир поднимают и устанавливают на плиту стойки вместе с его опорой.

Контролируют положение балансира относительно центра скважины при помощи отвеса, прикрепляемого к центру траверсы канатной подвески. Окон-

чательная центровка балансира производится передвижением корпусов подшипников его опоры при помощи установочных болтов. При этом проекция точки подвеса штанг на плоскость основания привода при любом положении балансира не должна выходить из окружностей устанавливаемых заводом изготовителем и отраженных в паспортах приводов (в пределах окружности диаметром не более 20 — 25 мм).

Отклонение центра подвески штанг свыше установленных пределов приводит к преждевременному износу сальниковых уплотнителей, нарушению герметичности устьевого оборудования, ухудшению состояния окружающей среды.

Траверсу крепят к балансиру в сборе с двумя шатунами и опорой. Предварительно проверяют надежность крепления пальцев в верхних головках шатунов. Производят сборку тормозного устройства, устанавливают кривошипы в горизонтальное положение и затормаживают их. На кривошипы устанавливают и закрепляют противовесы. Производят сборку нижних головок шатунов с кривошипами в следующей последовательности. Устанавливают палец шатуна в посадочное место кривошипа, упирая его заплечик в плоскость кривошипа. Затем со стороны редуктора надевают на палец разжимную втулку и в шпоночный паз пальца забивают шпонку. При заворачивании корончатой гайки промежуточная шайба вдавливают разжимную втулку в отверстие кривошипа и затягивают палец. Между шайбой и телом кривошипа должен остаться зазор, гарантирующий натяг. Это условие является обязательным при сборке данного узла. Затем корончатую гайку шплинтуют. Изношенные подшипники качения пальцев кривошипа заменяют новыми. Погнутые шатуны меняют, а их сварные швы реставрируют заваркой. Проверяют равенство расстояний между шатунами и кривошипами с обеих сторон СК, параллельность продольных осей кривошипов, положение шкивов редуктора и электродвигателя, надевают клиновые ремни. Необходимое натяжение ремней достигается поднятием и опусканием салазок электродвигателя. Производят монтаж электрооборудования, установку необходимых ограждений и т.д. По окончании монтажа проверяют наличие масла в редукторе и осуществляют пробный пуск СК и его обкатку на холостом ходу в течении трех часов.

В процессе обкатки проверяют:

- наличие шума и стука в узлах;
- вертикальность движения шатунов;
- плавность движения точки подвеса штанг.

Устанавливают причину выявленных неисправностей и устраняют с применением необходимых средств.

Для работы привода под нагрузкой соединяют верхний конец устьевого штока с траверсой канатной подвески, проверяют крепление дифференциальной стяжки кривошипов, а также всех болтовых соединений.

Исходя из глубины спуска насоса и предполагаемой подачи, выбирают необходимые длину хода и число качаний.

Для установки длины хода штанг освобождают головку балансира от нагрузки, за счет посадки устьевого штока на зажим, и, установив кривошипы в горизонтальное положение, закрепляют. Отсоединяют шатуны от корпуса их нижней головки, освобождается палец кривошипа и разрезная втулка, которые вставляются с наружной стороны в отверстие кривошипа, соответствующее выбранной длине хода. С внутренней стороны производят крепление и затяжку пальца соответствующим усилием.

Подбор числа качаний осуществляют перестановкой шкива электродвигателя соответствующего диаметра с учетом его мощности и оборотов.

1.7. Монтаж цепных приводов ШСН

Цепной привод поставляют на место эксплуатации автомобильным транспортом и устанавливают на заранее подготовленном фундаменте. Разгрузочно-погрузочные работы осуществляют грузоподъемными агрегатами при помощи с соблюдением всех правил безопасности.

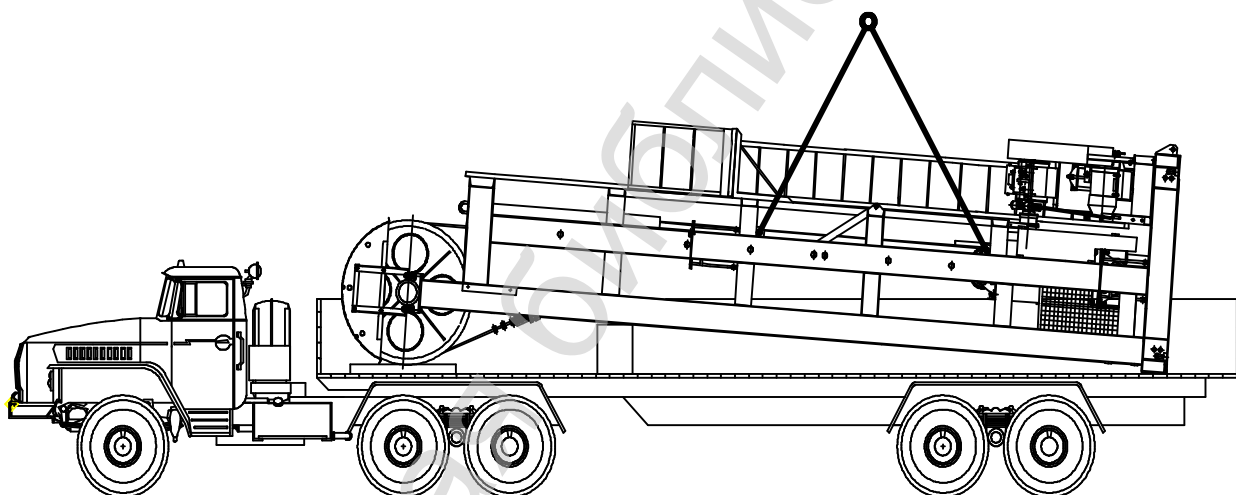
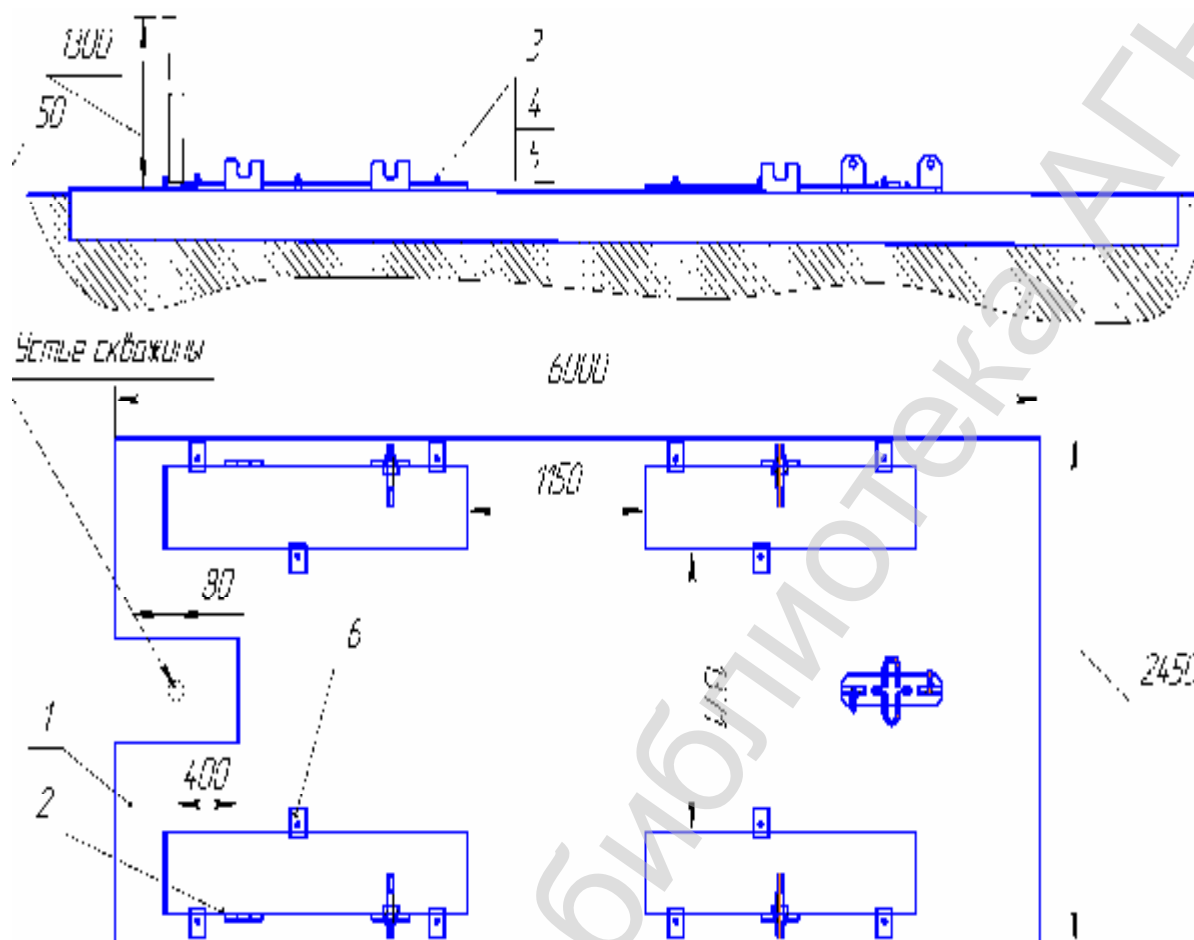


Рисунок 1.30 – Транспортировка цепного привода

Фундамент для установки цепного привода изготавливают в соответствии с предварительными расчетами. Особое внимание при этом обращают на выполнение безусадочного основания для обеспечения сохранения горизонтального положения фундамента и привода в процессе эксплуатации.

Площадь фундамента определяют исходя из минимальной прочности почвы на смятие равной 0,075 МПа, с предусмотренной возможностью увеличения площади и глубины фундамента на участках с плохими условиями почвы. Площадку для установки фундамента профилируют с учетом равномерного дренажа, так как в противном случае возможна неравномерная осадка фундамента.

На подготовленную площадку укладывают фундаментную плиту 1 (рис 1.31). На неё устанавливают основание 2 и при помощи фундаментных болтов 3, прижимной пластины 6, шайб 4 и гаек 5 закрепляют на плите.

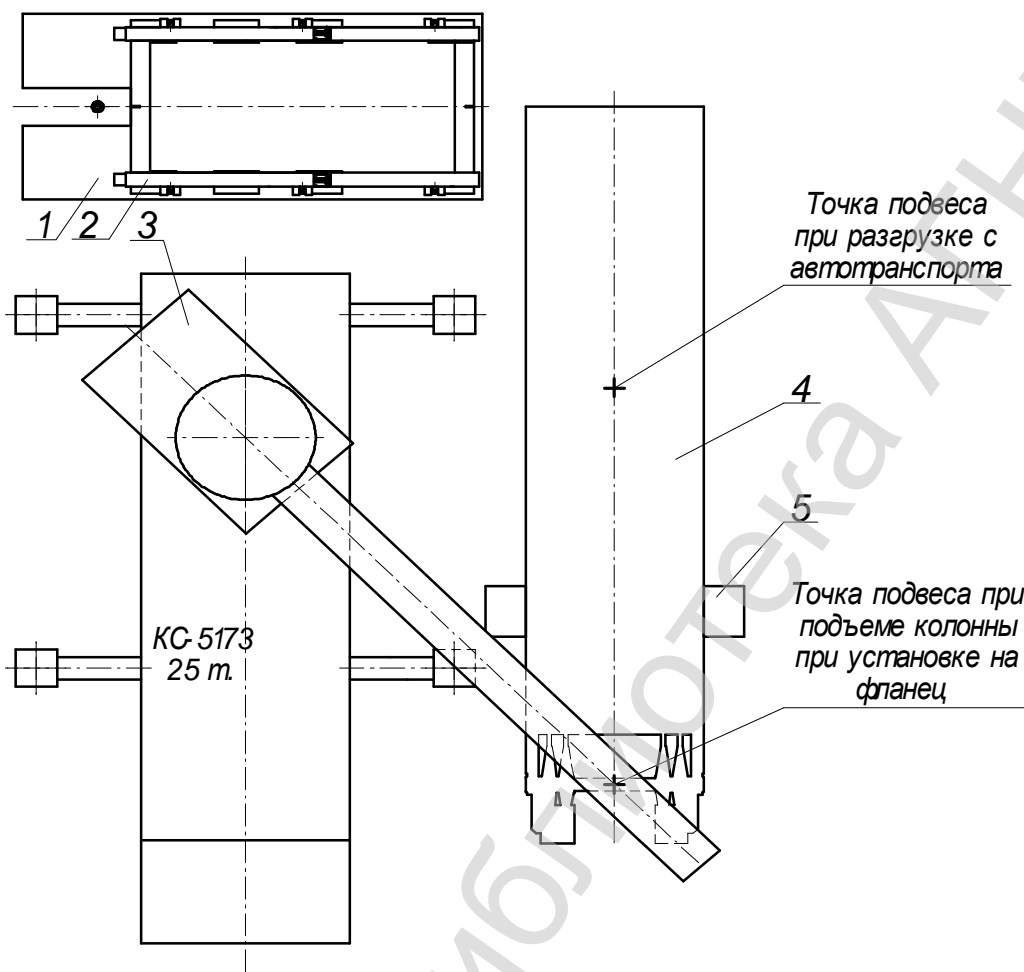


1- плита фундаментная, 2 –основание, 3 – болт фундаментный, 4- шайба, 5 - гайка, 6 – пластина прижимная

Рисунок 1.31- Монтаж фундамента

Колонну (стойку) цепного привода снимают при помощи подъемного крана с транспортного средства и располагают относительно фундамента определенным образом (рис 1.32). При этом для того, чтобы канатные блоки не касались земли, под переднюю часть колонны, устанавливают стандартные бетонные блоки 500x500x2200 мм. На колонне закрепляют две верхние площадки обслуживания.

Для установки колонны в вертикальное положение используют две грузовые петли, расположенные между средними канатными блоками. Подъем колонны, и установку ее на раму осуществляют за один прием грузоподъемным краном (не менее 25т) (рис. 1.33).



1 – фундамент; 2 – рама; 3 – подъемный кран; 4 – колонна; 5 – подставка
Рисунок 1.32 – Схема расположения крана и монтируемой колонны относительно фундамента

1 – ушко; 2 – строп; 3 – траверса

Рисунок 1.33 – Монтаж привода

Расстояние от крана до фундамента и колонны должно быть, по возможности, минимальным для сокращения вылета стрелы. Поднятую над рамой колонну вставляют двумя задними ушами основания в установленные заранее на раме проушины и, поворачивая на осях проушин, опускают краном на раму.

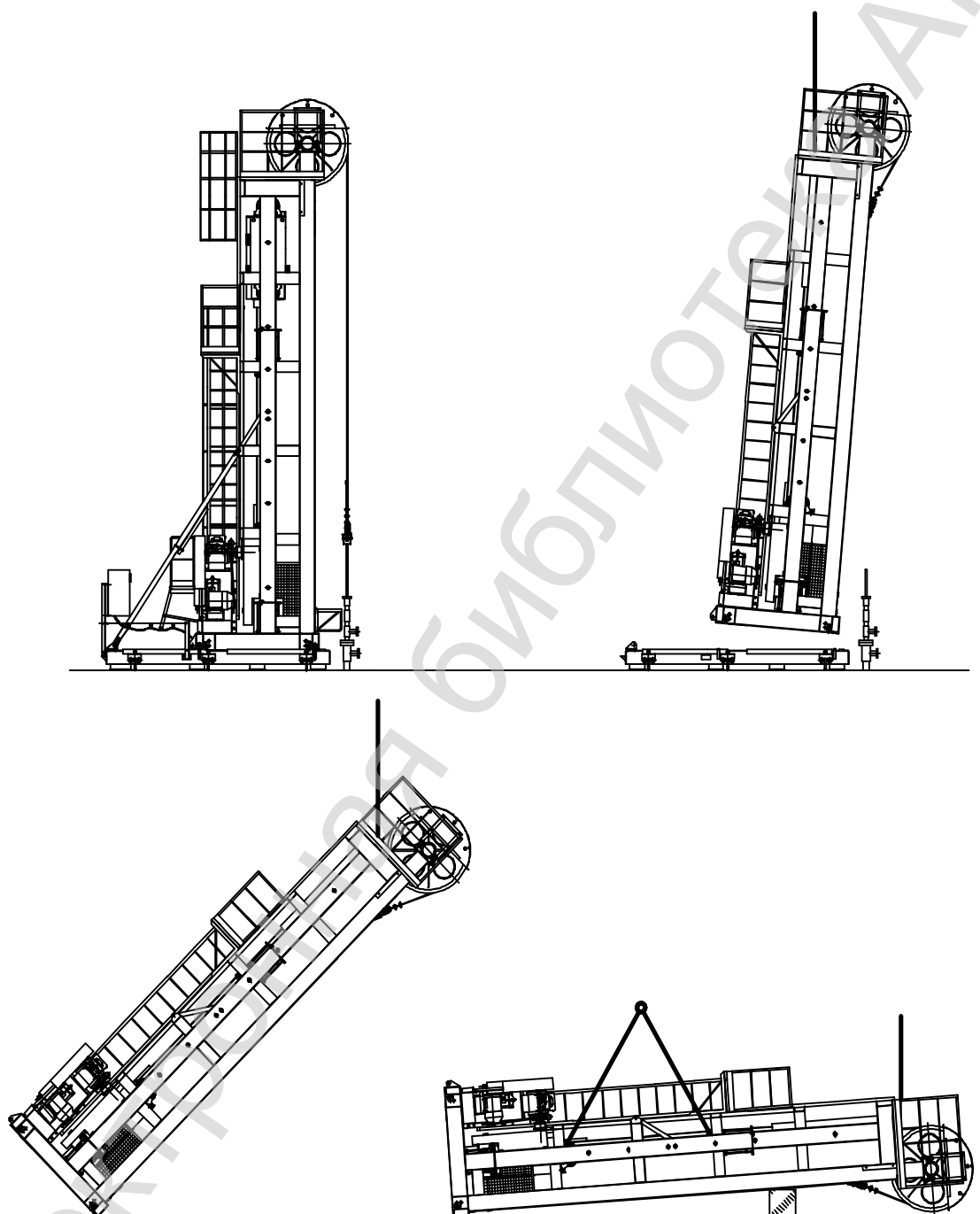
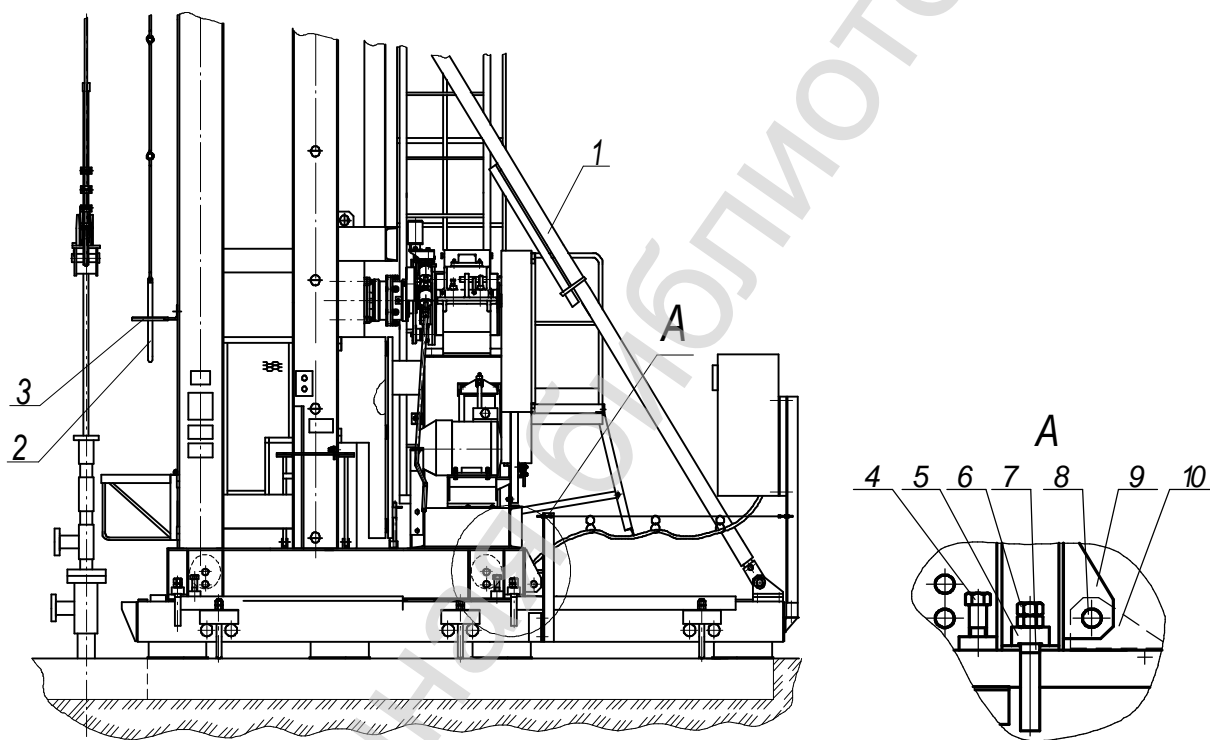


Рисунок 1.34 – Демонтаж колонны привода

При демонтаже колонны привода используют грузовые петли, расположенные в средней части верхней площадки колонны. При этом грузовые стропы используют те же, что и при монтаже привода. При подъеме колонна приобретает наклон в переднюю сторону, что позволяет так же за один прием уложить колонну на землю (рис. 1.34) для подготовки ее к погрузке на автотранспорт.

Окончательную регулировку положения привода относительно оси скважины в горизонтальной плоскости производят при помощи винтов 15 и гаек 14 (рис.1.35). В вертикальной плоскости регулировку положения привода производят за счёт подкладки между фундаментом и рамой стальных пластинок необходимой толщины, используя для этого автомобильный гидравлический домкрат, устанавливаемый под переднюю часть рамы.



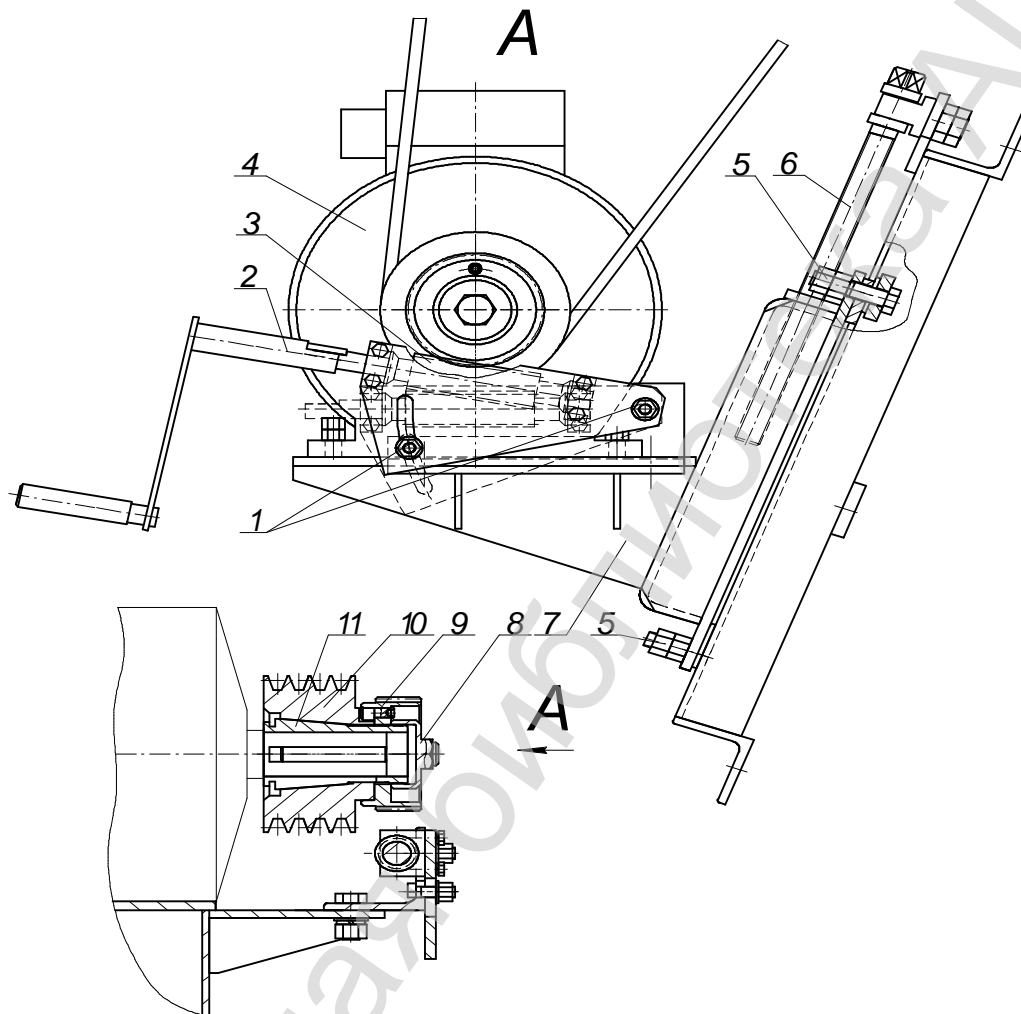
1 – укосина; 2 – отвес; 3 – обруч; 4 – болт; 5 – планка; 6 – гайка; 7 – шпилька; 8 – ось; 9, 10 – проушины; 11 – болт; 12 – планка; 13 – шайба; 14, 16 – гайки; 15 – винт

Рисунок 1.35 – Крепление колонны привода на раме

Проверив отвесом 2 правильность установки привода на фундаменте (отвес должен находиться внутри обруча 3, в его центре), производят окончательное крепление привода на раме при помощи планок 5, шпилек 7 и гаек 6.

Режим эксплуатации скважины устанавливают по согласованиям с технологической службой эксплуатирующего предприятия, учитывая при этом ха-

рактеристики скважины и технические возможности привода. Необходимый режим эксплуатации при фиксированной длине хода привода реализуют соответствующим выбором диаметра насоса, глубины его подвески, конструкции штанговой колонны и числа качаний. Число качаний устанавливают путем подбора комбинации электродвигателя с соответствующим числом оборотов вала и диаметров шкивов клиноременной передачи.



1- гайка; 2-рукоятка; 3-червяк; 4-электродвигатель; 5-гайка; 6-винт; 7-основание электродвигателя; 8-гайка; 9-зубчатое колесо; 10-шкив; 11-штулка ВШБ

Рисунок 1.36 – Настройка ручного привода

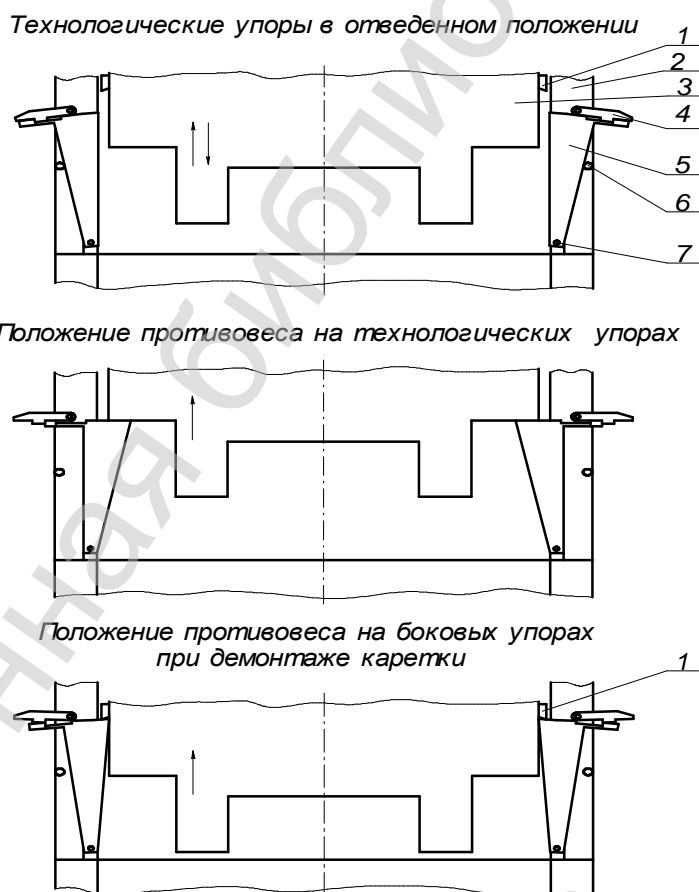
Перед подключением электропривода к электрической сети собирают клиноременную передачу, предварительно проверив направление вращения вала электродвигателя. Направление вращения цепи – почасовое, электродвигателя – против часовой стрелки, если смотреть со стороны электродвигателя. Проверяют соосность канавок шкивов при помощи линейки, рейки, нити или других пригодных для этой цели средств, приложив их к наружным торцам обоих шкивов. При наличии смещения ослабляют крепежные болты двигателя и производят регулировку перемещением двигателя вдоль пазов основания. После чего двигатель закрепляют в нужном положении и устанавливают ремни.

Регулировку натяжения ремней производят при помощи установочного винта 6 (рис 1.36).

Для смены шкивов на электродвигателе отворачивают гайку 8 и снимают зубчатое колесо 9 ручного привода, а так же шкив 10 со втулки ВШБ 11.

Настройку ручного привода производят следующим образом. Ручной привод переводят в рабочее положение, для чего, ослабляют гайку 1 (рис 1.36) и поворачивают корпус ручного привода вокруг оси до входа в зацепление червяка 3 ручного привода с зубчатым колесом 9 с небольшим зазором, и снова затягивают гайку 1.

Вращением съёмной рукоятки 2 ручного привода приподнимают противовес с нижних технологических упоров на расстояние, обеспечивая возможность вывода технологических упоров из-под противовеса. Затормаживают привод, отводят технологические упоры 5, фиксируя их собачками 4 (рис. 1.37), и притормаживая, опускают противовес в крайнее нижнее положение. Возвращают ручной привод в исходное нерабочее положение в обратном порядке.



1-боковой упор; 2- колонна; 3-противовес; 4-собачка; 5-упор технологический; 6-упор; 7-ось

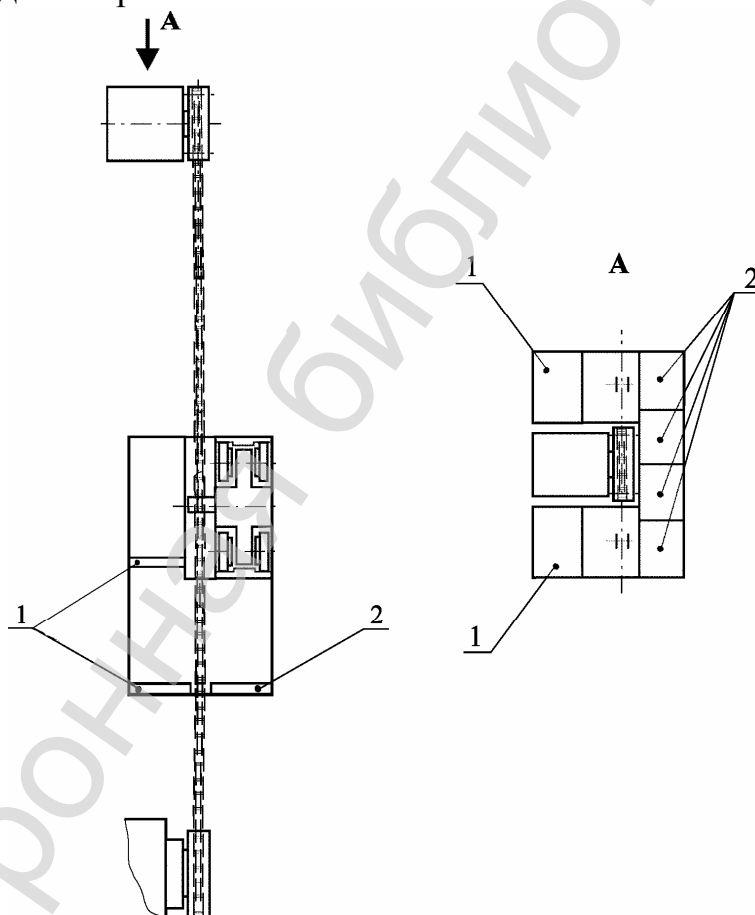
Рисунок 1.37 – Установка технологических упоров

Верхние технологические упоры используют только для установки противовеса на них при извлечении узла нижней звездочки и других ремонтных работах.

Установив рычаг с грузом аварийного тормоза на защелку электромагнита, включают привод, опускают канатную подвеску в нижнее положение. Выключают привод и установив рабочий тормоз, присоединяют канатную подвеску к полированному штоку. Затем освобождают полированный шток от клиньев.

По окончании монтажных работ производят очистку и планировку площадки вокруг привода и уравнивание привода.

Уравнивание цепного привода производят в соответствии с эксплуатационными параметрами (рис. 1.38) путем укладки в противовес необходимого числа рядов дополнительных уравнивающих грузов. При этом укладку грузов 1 – 2 ряда производят только полными рядами в строгом соответствии со схемой укладки. Вес одного полного ряда уравнивающих грузов – 1600 Н. Один полный ряд дополнительных уравнивающих грузов состоит из 8 грузов весом 200 Н каждый. При укладке одного полного ряда со стороны устья 4 груза укладывают в один слой, а со стороны электропривода – по 2 груза с каждой стороны.



1, 2 – дополнительные уравнивающие грузы
Рисунок 1.38 – Уравнивание привода

Необходимый вес дополнительных уравнивающих грузов определяют по формуле

$$P_{\text{дон}} = \frac{P_{\text{max}} - P_{\text{min}}}{2} - 18000,$$

где

$P_{\text{дон}}$ – необходимый вес дополнительных уравнивающих грузов, Н;
 $P_{\text{max}}, P_{\text{min}}$ – соответственно максимальная и минимальная нагрузка в точке подвеса штанг глубинно-насосной установки с цепным приводом, Н.

В случае, если данные о P_{max} и P_{min} отсутствуют, общий вес дополнительных уравнивающих грузов определяют приближенно

$$P_{\text{дон}} = P_{\text{шт}} + \frac{P_{\text{ж}}}{2} - 18000,$$

где $P_{\text{шт}}$ – вес штанг в жидкости, Н;

$P_{\text{ж}}$ – вес столба жидкости, Н.

Необходимое количество рядов дополнительных уравнивающих грузов определяют исходя из

$$N_{\text{дон}} = \frac{P_{\text{дон}}}{1600}.$$

где $N_{\text{дон}}$ – потребное количество рядов дополнительных грузов.

Окончательное уравнивание осуществляют после вывода скважины на режим, исходя из равенства величин тока электродвигателя при ходе вверх и вниз.

Привод считается уравновешенным, если величина тока при ходе полированного штока вверх и вниз отличается не более чем на 10 %. При большем расхождении, а также в случае изменения режима работы производят дополнительные работы по уравниванию привода. При этом, если величина тока больше при ходе полированного штока вверх, добавляют соответствующее количество уравнивающих грузов, в обратном случае - убирают.

По окончании уравнивания производят пробный пуск привода.

2. Скважинные штанговые насосы

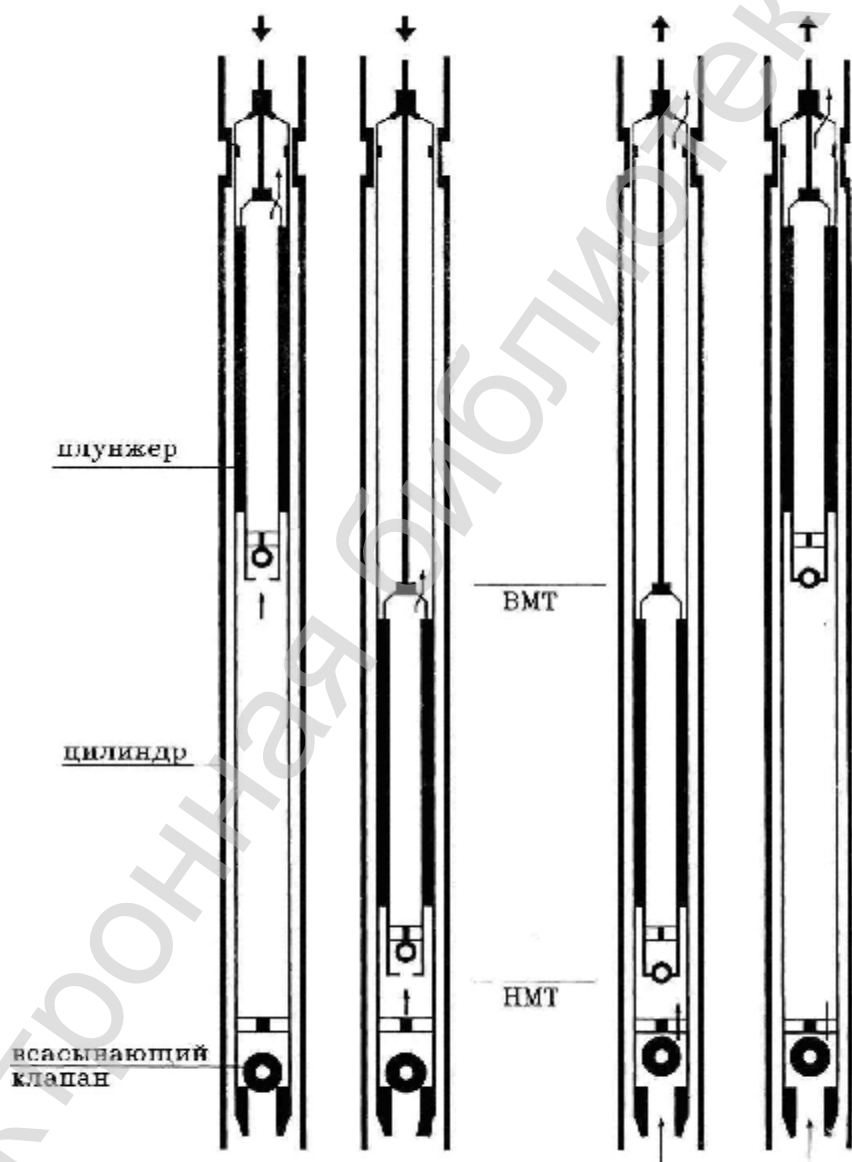
В настоящий период наблюдается широкий переход на использование скважинных штанговых насосов (СШН), изготовленных в соответствии с ГОСТ Р 15896 – 2002, гармонизированного со стандартами Американского нефтяного института (АНИ) – спецификация 11АХ.

Область применения насосов (с учетом специальных исполнений) представлена в очень широком диапазоне условий:

- обводненность добываемой жидкости до 99%;
- температура до 403 К (130° С);
- минерализация воды до 200 мг/л;
- содержание механических примесей в добываемой жидкости до 1,3 г/л;
- содержание H_2S и CO_2 до 200 мг/л;
- концентрация ионов водорода (рН) 4,0 – 8,0.

В общем случае скважинные штанговые насосы состоят из цилиндра, плунжера, всасывающего и нагнетательного клапанов, узлов крепления. Несмотря на большое количество созданных разновидностей штанговых насосов различают две основные группы: вставные и невставные (трубные), схожие по принципу действия, заключающегося в следующем.

При ходе плунжера вверх от нижней мертвой точки (рис.2.1) в цилиндре насоса создается разрежение, в результате которого открывается всасывающий клапан, и жидкость заполняет пространство цилиндра под плунжером. Одновременно жидкость, находящаяся над плунжером, оказывает давление на нагнетательный клапан, герметизируя пространство, и вместе с плунжером перемещается вверх.



ВМТ- верхняя мертвая точка; НМТ – нижняя мертвая точка

Рисунок 2.1 - Схема работы штангового насоса

При ходе плунжера вниз, начинающегося при достижении им верхней мертвой точки, происходит сжатие заполнившей цилиндр жидкости, закрытие всасывающего и открытие нагнетательного клапанов, и переток жидкости из под плунжера в пространство над ним. Через определенное количество циклов происходит заполнение колонны НКТ и жидкость начинает поступать в нагнетательный трубопровод.

Отличием вставных насосов от невставных является их монтаж в скважине. Первый спускают в скважину в собранном виде на колонне штанг, и его цилиндр фиксируют на заданной глубине в специальном устройстве – замковой опоре, устанавливаемой заранее в НКТ. Во втором случае цилиндр насоса спускают в скважину на колонне НКТ, а плунжер и клапаны на штангах. Их применяют преимущественно в неглубоких скважинах с высоким дебитом, что обусловлено максимальной предельной нагрузкой на колонну НКТ. При больших глубинах подвески насоса из-за растяжения колонн насосных штанг и НКТ происходит потеря рабочего хода плунжера, что снижает производительность насоса по сравнению со вставными насосами с плунжерами меньшего размера. Ограничение накладывает и то, что при каждой замене насоса необходимо извлекать всю колонну НКТ.

2.1. Невставные штанговые насосы

Невставные насосы – жесткие по конструкции и простые по типу исполнения. Как правило, срок службы их больше, чем срок службы вставного насоса в результате больших размеров изнашивающихся деталей.

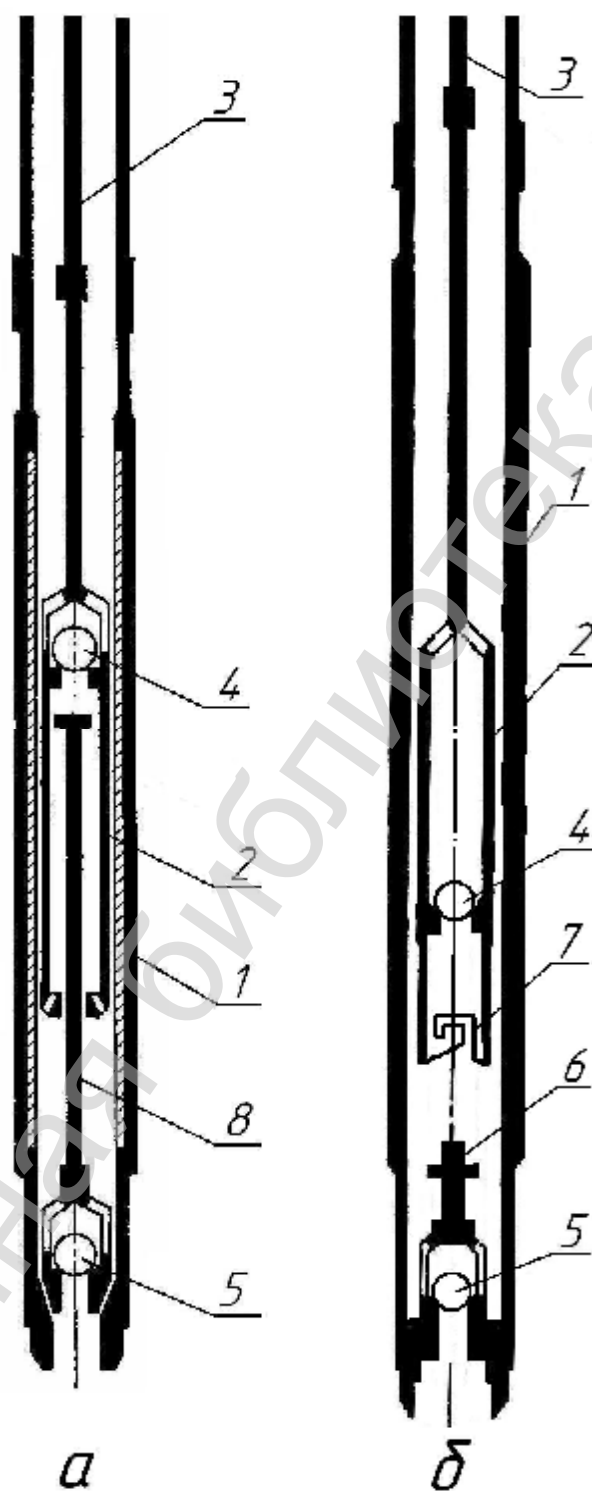
В невставных насосах цилиндр является продолжением колонны НКТ (рис.2.2). Плунжер с клапанными узлами, как правило, монтируют на насосных штангах. Узел всасывающего клапана может быть в извлекаемом или неизвлекаемом исполнении. В первом случае его устанавливают в нижней части насоса при помощи байонетного соединения плунжера. Неизвлекаемый всасывающий клапан имеет большие размеры, что немаловажно при высоких дебитах. При применении неподвижно встроенного всасывающего клапана рекомендуется предусмотреть дополнительный сливной (дренажный) клапан для НКТ.

Наиболее простой насос НН1 (рис.2.2,а) состоит из трёх основных узлов:

- 1) цилиндра, включающего собственно цилиндр, патрубков – удлинитель и седло конуса;
- 2) плунжера с нагнетательным клапаном;
- 3) всасывающего клапана с захватным штоком.

При нормальной работе плунжер свободно перемещается в цилиндре. При извлечении плунжера из насоса он увлекает за собой головку захватного штока и узел всасывающего клапана; при этом жидкость вытекает из насоса и колонны труб в скважину, что необходимо при подъёме труб.

Конструкция такого насоса позволяет периодически промывать скважину от песка приподъёмом всасывающего клапана с помощью захватного штока.



1 – цилиндр; 2 – плунжер; 3 – шток; 4 – нагнетательный клапан; 5 – всасывающий клапан; 6 – шток ловителя; 7 – ловитель; 8 – захватный шток

Рис. 2.2. Схемы невставных насосов типа НН1 (а) и НН2(б)

Кроме того, можно заменять всасывающий клапан подъемом колонны штанг без подъема всего насоса.

Патрубок – удлинитель обеспечивает нужную длину хода плунжера при меньшей длине цилиндра, т.к. позволяет полностью использовать длину цилиндра. Наличие промежуточного патрубка дает возможность осматривать и заменять детали всасывающего клапана без нарушения целостности цилиндра, собранного из втулок.

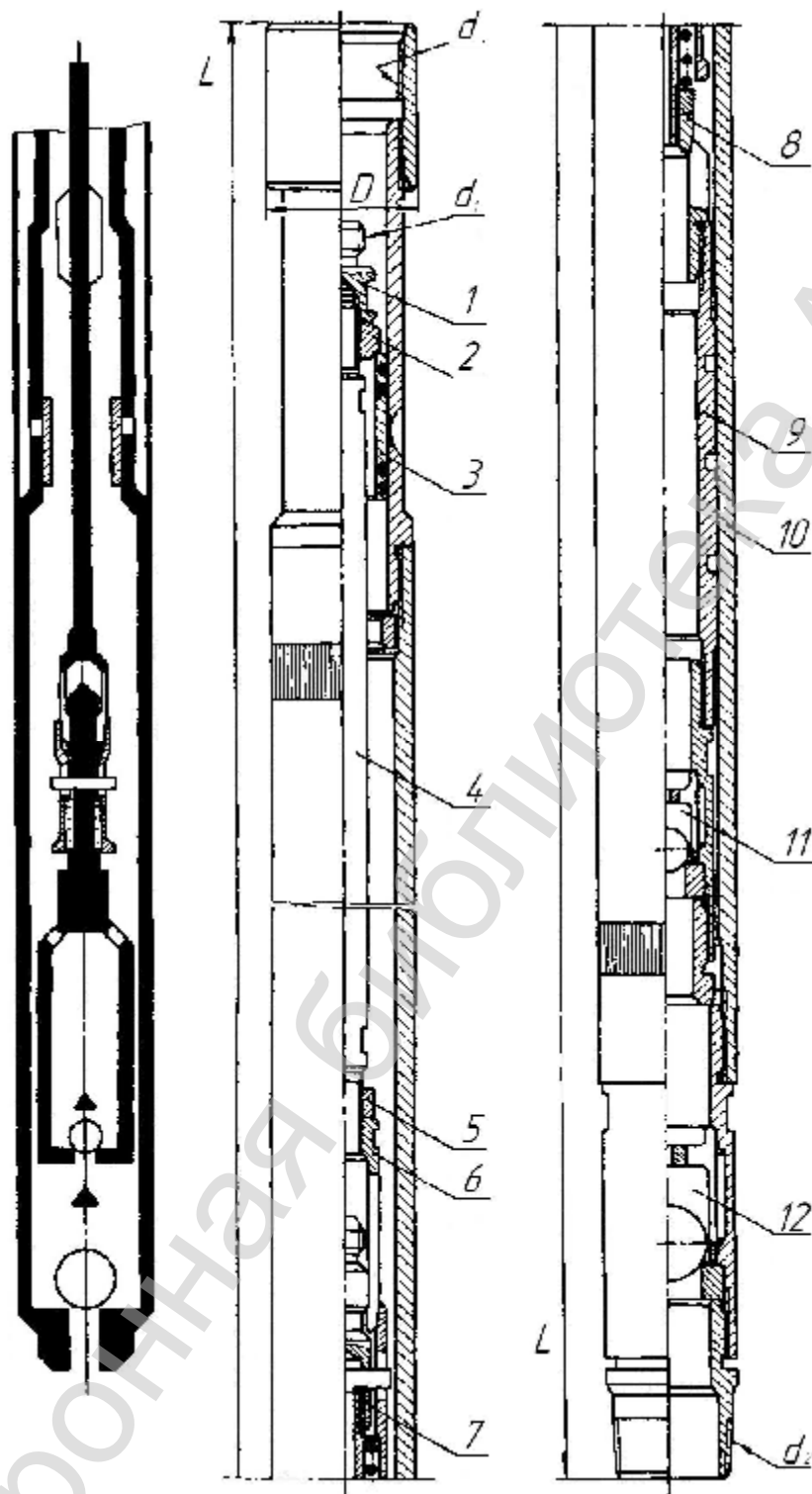
Существенный недостаток насоса типа НН1 заключается в большом объеме вредного пространства, который сильно снижает коэффициент наполнения насоса даже при небольшом содержании газа в жидкости. Объем вредного пространства определяется расстоянием между нагнетательным клапаном в его крайнем нижнем положении и всасывающим клапаном.

В насосе типа НН2 (рис.2.2,б) нагнетательный клапан перенесен в нижнюю часть плунжера, за счет чего объем вредного пространства в насосе снижается до минимума. Это является преимуществом данного варианта насоса, т.к. позволяет успешно применять его в скважинах с выделением газа.

Основные детали и сборочные единицы насосов НН1 и НН2 унифицированы, но вместо захватного штока насоса НН1 в НН2 применено ловильное устройство. Последнее сильно усложняет захват всасывающего клапана при необходимости его приподъема или подъема, что является крупным недостатком насоса НН2.

Возможен монтаж и спуск насоса в сборе с плунжером и всасывающим клапаном на колонне НКТ с последующим автоматическим сцеплением колонны насосных штанг с плунжером при помощи автосцепов (ННА).

Для этого верхний конец плунжера снабжается захватом, а внизу штанговой колонны устанавливается мерный шток со сцепом. Насосы ННА (рис.2.3) применяют для форсированного отбора пластовой жидкости, а также при пескопроявлениях. Особенность конструктивного исполнения заключается в том, плунжер и цилиндр насоса имеют диаметр больше диаметра труб, что обеспечивает повышенную скорость подачи жидкости, препятствующей оседанию песка над плунжером. При демонтаже автосцеп разъединяют, открывают один из дренажных клапанов НКТ и извлекают плунжер вместе с цилиндром насоса по колонне НКТ. Конструкция ННА предусматривает возможность расоединения колонны штанг от штока насоса перед подъемом насоса и открытие сливного клапана. Всасывающий клапан такого насоса несъемный, поэтому насос снабжается сливным(дренажным) устройством с золотником, который при работе насоса перекрывает сливное отверстие в корпусе, а при подъеме штанг открывает его для слива жидкости в скважину. Такая схема позволяет также снизить вероятность повреждения плунжера при его спуске, что возможно в обычных невставных насосах типов НН1 и НН2.

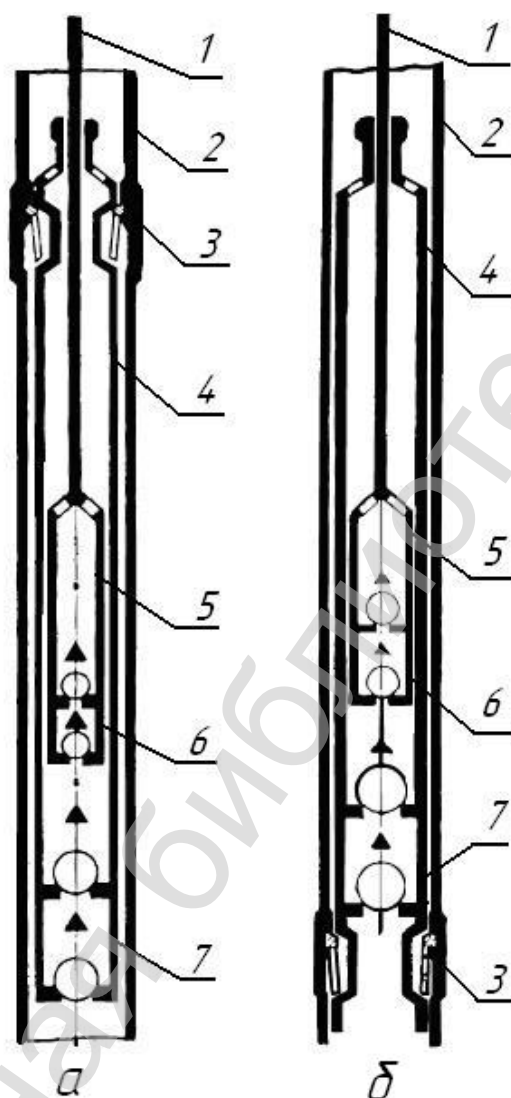


1 – переводник штока; 2 – переводник верхний; 3 – сливное устройство; 4 – шток; 5 – контргайка; 6 – цанговый захват; 7 – сцепляющее устройство; 8 – переводник плунжера; 9 – плунжер; 10 – цилиндр; 11 – нагнетательный клапан; 12 – всасывающий клапан; 13 – переводник нижний

Рисунок 2.3 - Штанговый невставной насос исполнения ННА

2.2. Вставные штанговые насосы

Вставные насосы выпускаются в двух основных модификациях НВ1 и НВ2, отличающихся расположением опоры цилиндра (рис.2.4).



1 – штанг; 2 – насосно-компрессорные трубы; 3 – замок; 4 – цилиндр; 5 – плунжер; 6 – нагнетательный клапан; 7 – всасывающий клапан

Рисунок 2.4 - Схема вставных насосов типа НВ1(а) и НВ2(б)

Насосы включают три основных узла:

- 1) узел цилиндра с закрепленными в нем всасывающими клапанами и посадочным конусом;
- 2) узел плунжера с нагнетательными клапанами;
- 3) замковую опору.

Верхнее расположение замковой опоры в насосе НВ1 (рис.2.4,а) придает насосу лучшую устойчивость и снижает вероятность прихвата его песком.

Нижнее расположение опоры в насосах типа НВ2 (рис.2.4,б) освобождает цилиндр от циклической растягивающей нагрузки, так как масса столба

жидкости при ходе штанг вниз передается на нижний конец подъемных труб, а цилиндр не подвергается нагрузке. Это позволяет значительно увеличить глубину подвески насоса.

Применение насосов вставного типа имеет преимущества при большой глубине подвески насоса в газовых скважинах. Ограничения накладывает наличие в жидкости механических примесей, асфальтосмолистопарафинистых отложений, т.к. это может привести к осложнениям при подъеме насоса вследствие образования песчаной или парафинистой пробки, вплоть до заклинивания насоса.

К разновидностям насосов относятся двухплунжерные насосы типов Д1 и Д2. Тип Д1 – одноступенчатый двухплунжерный насос. Тип Д2 – многоступенчатый двухплунжерный насос.

Введение второго плунжера позволяет придать насосу новое функциональное назначение. Например, в насосе устанавливается дополнительный всасывающий клапан, что создает еще одну камеру для сжатия газированной жидкости и не позволяет газу заполнять нижний рабочий цилиндр и снижать коэффициент наполнения насоса. Данный вариант применяется для скважин с большим газовым фактором.

Насос дифференциального типа с двухступенчатым цилиндром предназначен для добычи высоковязкой и высокопластичной жидкости. В этом насосе плунжеры обеих ступеней – секций соединены полым штоком. Нижняя секция (меньшего диаметра) откачивает жидкость из скважины, а верхняя – силовая создает дополнительное усилие, необходимое для проталкивания плунжера вниз, т.е. для преодоления гидравлического сопротивления. Всасывающий клапан устанавливается внизу нижнего цилиндра, а нагнетательный – снизу плунжера. Имеются и другие варианты исполнения такого насоса.

Насос Д1 – одноступенчатый двухплунжерный. При ходе сдвоенного плунжера вниз в зоне цилиндров, заключенной между участками плунжера, создается разрежение, за счет чего открывается нижний клапан и в эту зону поступает пластовая жидкость. Закрытый верхний клапан воспринимает давление столба жидкости и создает направленную вниз дополнительную нагрузку, способствующую преодолению гидравлических сопротивлений движению и сил трения колонны штанг. Это особенно важно при откачке высоковязкой жидкости, которая вызывает зависание штанг из-за чрезмерных сил сопротивления.

При ходе вверх жидкость, заключенная в межплунжерной зоне, сжимается и вытесняется через открытый верхний клапан в НКТ.

Насос Д2 предназначен для откачки высокогазированной жидкости. При ходе плунжеров вверх в зоне цилиндра нижнего насоса, над всасывающим клапаном, создается разрежение, за счет чего в неё поступает пластовая жидкость при открытом всасывающем клапане. При последующем ходе плунжеров вниз жидкость из этой зоны перетекает в другую зону, расположенную между плунжерами, при открытом нижнем клапане клапанного блока. Межплунжерная зона по объёму меньше зоны нижнего цилиндра, поэтому газожидкостная смесь в ней будет находиться под давлением, большим давления всасывания. При сле-

дующем ходе вверх откачиваемая смесь, повторно сжимаясь, вытесняется в колонну подъемных труб при открытом верхнем клапане. Таким образом, откачиваемая газожидкостная смесь, дважды сжимаясь в насосе, предотвращает блокировку насоса в условиях повышенного газосодержания.



1 – сливное устройство; 2 – замок; 3 – полый шток; 4 – цилиндр; 5 – плунжер;
6 – нагнетательный клапан; 7 – всасывающий клапан; 8 – полые штанги

Рисунок 2.5. - Схема насоса с трубчатым штоком

Для установок с полыми штангами применяются насосы типа Т– с полым (трубчатым) (рис.2.5) штоком. Такие системы используются, например, при эксплуатации скважин с повышенным содержанием песка в жидкости. Малый диаметр отверстия в полых штангах, через которые движется жидкость,

позволяет ей подниматься с повышенной скоростью, что улучшает условия выноса песка.

Кроме того, песок не попадает в зазор между плунжером и цилиндром, что предотвращает заклинивание этой трущейся пары. Особенностью насоса типа Т является то, что подача жидкости осуществляется при ходе плунжера вниз в отличие от обычных насосов. Насосы этого типа применяются также при беструбной эксплуатации и при одновременно раздельной эксплуатации двухпластов через одну скважину (ОРЭ).

В последнем из указанных случаев (ОРЭ) для скважинной компоновки выгодно один из двух насосов выполнять по обратной схеме, т. е. с неподвижным плунжером и подвижным цилиндром. Плунжер закрепляется в опорной муфте на насосных трубах, а цилиндр подвешивается на штангах. Всасывающий клапан насоса монтируется в верхней части неподвижного плунжера, а нагнетательный – в верхней части подвижного цилиндра, что улучшает наполнение насоса, исключает гидравлические удары, особенно при откачке вязкой жидкости.

Движение цилиндра предотвращает оседание песка внизу насоса и пробкообразование в трубах. Однако применение обратной схемы не позволяет располагать всасывающий клапан на необходимой глубине под динамическим уровнем жидкости, а диаметр этого клапана получается меньше диаметра нагнетательного клапана, тогда как рациональнее обратное соотношение. В случае применения газового якоря высота расположения приемного клапана ещё увеличивается, что приводит к ухудшению условий всасывания. Наконец, в наклонных скважинах насос с подвижным цилиндром подвергается повышенному износу. Помимо различий в принципиальных схемах, насосы имеют конструктивные особенности исполнения. Так, наряду с одинарными, в насосах устанавливаются сдвоенные клапанные узлы, которые повышают надёжность насосов, особенно в скважинах с агрессивной средой.

При содержании в откачиваемой жидкости механических примесей более 1,3 г/л рекомендуется применять насосы в износостойком исполнении, получающие дополнительно обозначение литеру И.

Для долговечности насосов большое значение имеет характер сопряжения плунжера с цилиндром. По этому признаку различают насосы со щелевым уплотнением зазора между плунжером и цилиндром, когда оба элемента пары – металлические, и с упругим уплотнением зазора – с помощью эластичных элементов, располагаемых обычно на плунжере.

В зависимости от назначения и области применения насосов цилиндры, плунжеры и пары шарик-седло клапанов выпускают различных конструкций, материального исполнения, с различным исполнением их рабочих поверхностей.

Использование большого количества разнообразных конструкций насосов, их рабочих элементов (плунжеров, втулок клапанов) обусловлено необходимостью обеспечения любых условий эксплуатации и высокой надёжности и долговечности подземного оборудования. В рамках данной работы не рассматри-

ваются все конструкции, поскольку они приведены в различных источниках профильного характера [1,7].

2.3. Эксплуатация штанговых насосов

Для обеспечения наиболее рациональных величин межремонтного и общего периода эксплуатации штанговых насосов выбор материального исполнения основных узлов и деталей насосов осуществляют индивидуально для каждой скважины на основе опыта эксплуатации насосов на данном месторождении.

Например, манжетное крепление вставных насосов в НКТ рекомендуется применять в скважинах с большим газовым фактором, искривленных скважинах и скважинах с повышенной коррозионной активностью.

Насосы вставные с верхним креплением рекомендуется использовать в скважинах со средним и высоким содержанием песка и газа. Рекомендуемая глубина спуска при наличии сероводорода – не более 1500м, при наличии двуокиси углерода – до 2000 м. В скважинах глубиной более 2100 м данные насосы не используют.

Насосы с нижним креплением рекомендуется использовать в скважинах глубиной не более 900 м с высоким дебитом, с низким - при глубине спуска до 2000 м. При высокой обводненности, среднем содержании газа и искривленных скважинах глубина не должна превышать 1500м.

При необходимости предотвращения отложений на внутренней поверхности цилиндра и, следовательно, заедание плунжера, используют трубные и вставные насосы с толстостенным цилиндром, укомплектованные удлинителями, позволяющими выдвигать плунжер из цилиндра во время откачки жидкости.

Для подъема пластовой жидкости содержащим газ не целесообразно использовать трубный насос, т.к. из-за длины узла всасывающего клапана и ловильного устройства на плунжере образуется «мертвая» зона, вызывая слабую степень сжатия, что снижает эффективность откачки.

Трубные насосы применяют для высокодебитных скважин небольшой глубины, поскольку подача трубного насоса, при одинаковом диаметре НКТ, больше подачи вставного насоса.

Эксплуатацию штанговых скважинных насосов осуществляют по фактическому техническому состоянию. При этом контролируют работоспособность насосов, исключая отказ или наступление предельного состояния. Критерием принятия решения о ремонте и замене штангового насоса является техническое состояние(износ) пары "плунжер-цилиндр", которое оценивается значениями коэффициента подачи насоса K_n

$$K_n = Q_d/Q_T,$$

где Q_d - действительная подача насоса (на устье скважины) м³/сут;

Q_T - теоретическая подача насоса, м³/сут.

Теоретическая подача - объем, описываемый плунжером насоса при условии 100% заполнения этого объема жидкостью (без учета внутренних перетоков в паре "поршень-цилиндр", утечек в клапане за счет запаздывания открытия и закрытия пары "шар-седло", влияния газа и т.п.).

По мере эксплуатации насоса происходит естественный износ пары "плунжер-цилиндр", который вызывает увеличение зазора между плунжером и цилиндром. Установлено, что при его увеличении в 2 раза, утечки жидкости через зазор увеличиваются в 8 раз. Соответственно снижаются контролируемые параметры насоса, свидетельствующие в данном случае об износе пары.

При снижении коэффициента подачи в половину от начального значения, насос поднимают и отправляют в ремонт.

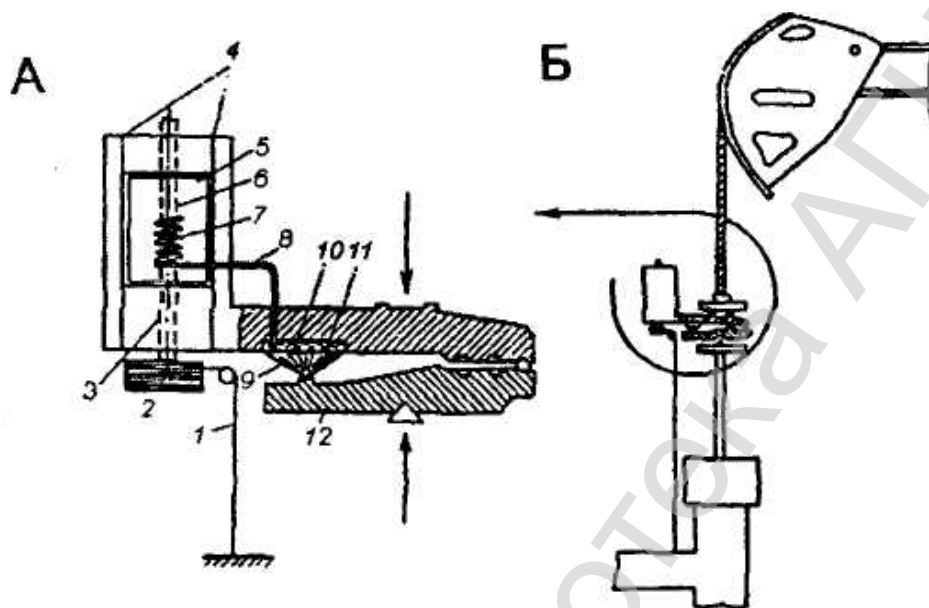
В процессе эксплуатации насосов систематически контролируют фактическую подачу, состояние подземного оборудования, положение динамического уровня жидкости в скважине. Снижение подачи более чем на одну треть от начальной или полное прекращение подачи служит основанием для проведения дополнительных исследований и мероприятий, таких как динамометрирование, промывка скважины, форсированная откачка, и др. В случае если подача не восстанавливается, производят подъем насоса из скважины, с последующей отправкой его на ремонт.

Износ рабочих поверхностей плунжера, цилиндра и клапанов вызывает утечки продукции скважины и снижение подачи. На интенсивность износа, помимо сил трения, влияет концентрация содержащихся в откачиваемой жидкости мехпримесей, H_2S , CO_2 , минерализованной воды. Песок в скважинах нередко приводит к заклиниванию плунжера в цилиндре насоса. В этом случае для предотвращения обрыва штанг поднимают насос.

Контроль работы скважинных штанговых насосов осуществляют динамометрированием скважин, позволяющим проверить режим насосной установки и исправность штангового насоса. При этом выявляют механические неисправности отдельных узлов подземного оборудования: негерметичность приемного и нагнетательного клапанов насоса, прихват плунжера, обрыв штанг, некачественность монтажа насоса, негерметичность труб и др. [14].

Динамограф это устройство, фиксирующее нагрузку на штанги и трансформирующее ее в механический, гидравлический или электрический импульс, записываемый вторичным прибором (рис. 2.6).

Известны динамографы гидравлические, механические и электрические. На рис. 3.6. приведена схема гидравлического динамографа ГДМ-3. Он состоит из измерительного устройства и самописца, смонтированных в одном блоке. В измерительное устройство входят два рычага и трансформатор давления (мессдоза), встроенный в верхний рычаг и представляющий собой полость, заполненную жидкостью и перекрытую мембраной из тонкой листовой латуни. К нижней стороне мембраны прилегает поршень, который передает на нее усилия, возникающие при работе динамографа, и создает в полости мессдозы давление жидкости, пропорциональное приложенному усилию [14].



1 — нить; 2 — шкив; 3 — винт; 4 — направляющая; 5 — столик самописца; 6 — перо; 7 — пружина; 8 — капиллярная трубка; 9 — поршень; 10 — полость мессдозы; 11 — мессдоза; 12 — рычаг

Рисунок 2.6. - Схема динамографа ГДМ-3

Рычаги силоизмерительного устройства вставляются между траверсами канатной подвески так, что вся нагрузка, воспринимаемая верхней траверсой, передавалась на нижнюю, сжимая мессдозу 11. При этом рычаг измерительного устройства 12 нажимает на поршень 9, и в полости мессдозы эти усилия преобразуются в давление жидкости, которое через капиллярную трубку 8 воспринимается манометрической геликоидальной пружиной 7. При изменении давления жидкости пружина разворачивается и прикрепленное к ней перо 6 чертит линию нагрузки.

Бланк диаграммы прикреплен к столику самописца 5. При движении динамографа вверх нить 1, прикрепленная одним концом к неподвижной части устьевого оборудования, сматывается со шкива 2, заставляя его вращаться вместе с ходовым винтом 3. При этом ходовая гайка вместе со столиком движется вверх по направляющим 4. В полости винта расположена спиральная возвратная пружина. При ходе вверх пружина заводится, при ходе вниз раскручивается и возвращает столик в первоначальное положение. Таким образом, столик с бланком повторяет движение сальникового штока в определенном масштабе. Сменные шкивы позволяют записывать перемещение в масштабе

Динамограмма штангового насоса представляет собой графическую запись нагрузки в виде замкнутой кривой в системе координат: «нагрузка Р -

перемещение полированного штока S ». Размеры и форма динамограммы определяется длиной хода полированного штока и действующих на него усилий, которые, в свою очередь, зависят от глубины спуска и диаметра насоса, числа качаний и от характера нарушений в подземном оборудовании или гидростатической нагрузки на плунжер [5].

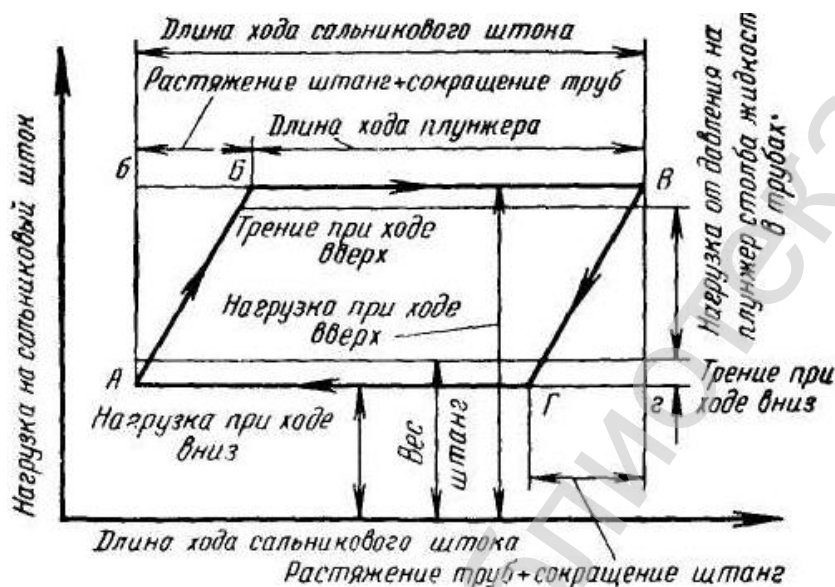


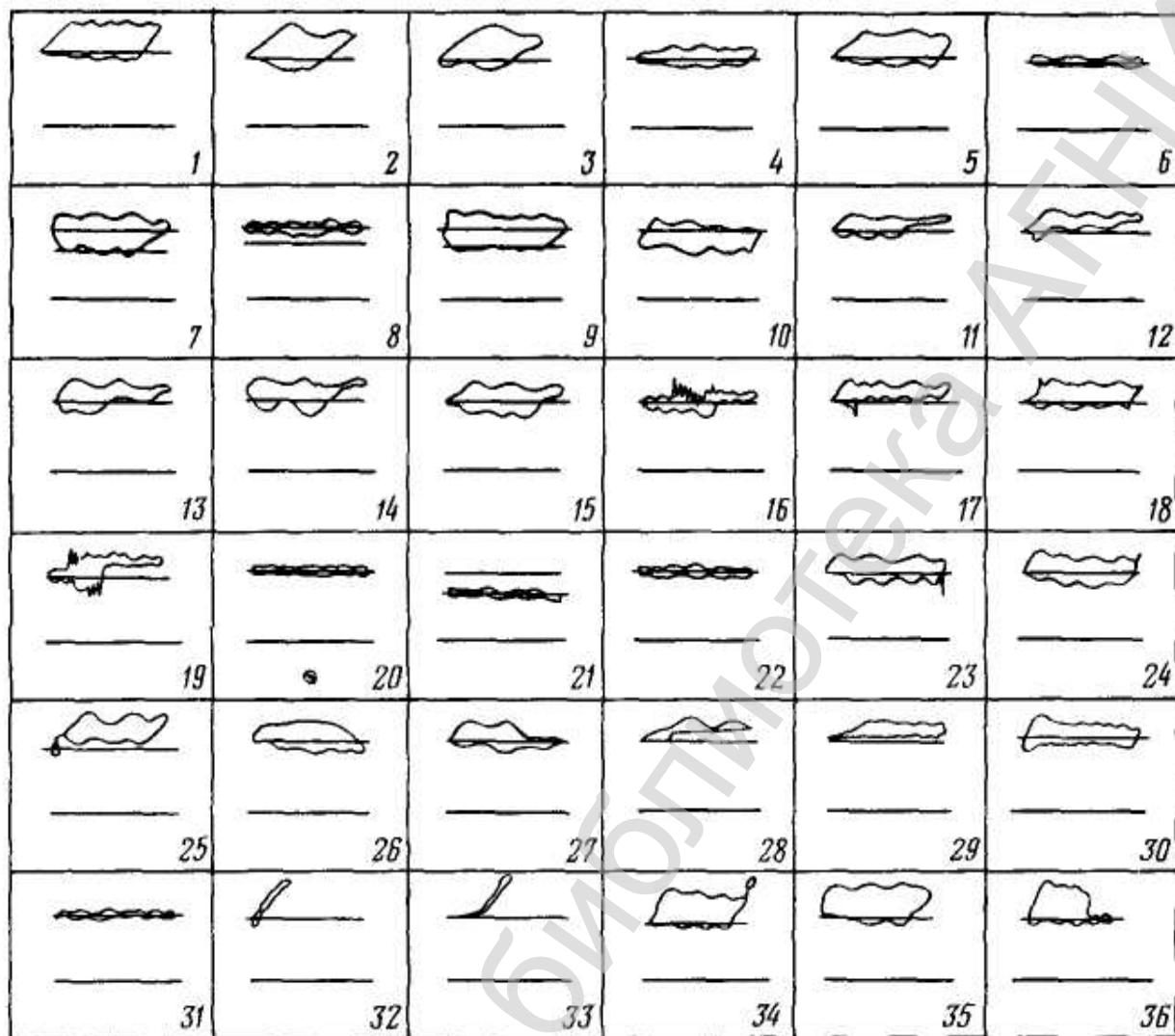
Рисунок 2.7. - Теоретическая динамограмма

Теоретическая динамограмма работы штангового насоса, имеющая форму параллелограмма, получается при работе исправного насоса в скважине с несжимаемой жидкостью при коэффициенте наполнения, равном единице, при отсутствии динамических нагрузок [8].

Если бы при работе штангового насоса не было упругой деформации (растяжения и сокращения) штанг и труб, теоретическая динамограмма имела бы вид прямоугольника (рис. 2.7).

В реальных условиях на форму динамограммы оказывают влияние инерционные силы, возникающие в системе штанги — трубы — жидкость в процессе работы скважинного насоса.

Процесс восприятия нагрузок штангами изображается наклонной линией AB . Отрезок $бБ$ соответствует в масштабе перемещений сумме деформаций штанг и труб, прямая $БВ$ — максимальной статической нагрузке в точке подвеса штанг при ходе вверх.



1- 3 - нормальная работа насоса; 4,5- утечки в нагнетательной части насоса; 6 - не работает нагнетательная часть насоса; 7- утечки в приемной части насоса; 8 - не работает приемная часть насоса; 9,10-одновременные утечки в приемной и нагнетательной части насоса; 11, 13-влияние газа на работу насоса; 12 - срыв подачи насоса газом; 14- влияние газа и утечки в приемной части насоса; 15- влияние газа и утечки в нагнетательной части насоса; 16-влияние газа и запаздывание посадки нагнетательного клапана; 17-запаздывание посадки всасывающего клапана; 18-запаздывание посадки нагнетательного клапана; 19-запаздывание посадки всасывающего и нагнетательного клапанов; 20- фонтанные проявления; 21-обрыв (отворот) штанг; 22-обрыв (отворот) штанг у плунжера; 23-удар штанг при ходе вниз; 24- удар штанг при ходе вверх; 25- низкая посадка плунжера; 26-пропуск жидкости в конце хода плунжера вверх; 27-износ плунжерной пары; 28- всасывающий и нагнетательный клапан забиты грязью; 29-низкая посадка плунжера, загрязнение клапанов; 30- заедание плунжера в нижней части насоса; 31- заклинивание плунжера во вставном насосе; 32- заклинивание плунжера в невставном насосе; 33 - заклинивание плунжера в средней части насоса; 34-высокая посадка плунжера; 35-утечки в трубах; 36- полный выход плунжера из цилиндра насоса

Рисунок 2.8 – Фактические динамограммы

Процесс разгрузки штанг в условиях полного заполнения цилиндра несжимаемой жидкостью протекает аналогично процессу восприятия нагрузки и изображается линией $B\Gamma$, параллельной AB . Дальнейшему движению устьевого штока вниз при постоянной нагрузке, равной весу штанг в жидкости минус силы трения, соответствует прямая $ГА$.

Действительная динамограмма работы штангового насоса отличается от теоретической в основном из-за влияния сил инерции и колебательных процессов в колонне штанг. Вследствие влияния сил инерции динамограмма оказывается повернутой на некоторый угол по часовой стрелке, а продольные колебания в колонне штанг вызывают волнообразное изменение нагрузки на устьевой шток.

В процессе эксплуатации скважных штанговых насосов систематически определяют их фактическую подачу, состояние скважинного оборудования (насоса, труб, штанг) и динамическое уровня в скважине. При работе насосной установки возникают различные неполадки, снижающие коэффициент подачи насоса. Каждому нарушению нормальной работы насоса соответствует характерная форма динамограммы.

Выше на рис.2.8. приведены наиболее характерные динамограммы скважинного штангового насоса [4]. Сравнивая фактические динамограммы с эталонными, определяют различные отклонения от нормальной работы насоса и принимают решения по проведению ремонтных работ.

Нагрузка в точке подвеса штанг по динамограмме определяется

$$P_{max} = mP_2,$$

$$P_{min} = m P_1,$$

где m -масштаб усилий динамографа.

Масштабом усилий называется величина нагрузки на устьевой шток, вызывающий отклонение пера самописца по вертикали на 1мм.

Амплитуда нагрузки на один цикл $A = P_{max} - P_{min}$

Максимальное напряжение в точке подвеса штанг

$$s = \frac{P_{max}}{f_u},$$

где f_u – площадь сечения полированного штока.

Коэффициент подачи насоса

$$h = \frac{A\Gamma}{s \cdot A\Gamma}$$

Общее удлинение насосных труб и штанг под действием статической нагрузки от веса жидкости проверяется по формуле

$$l = \left(\frac{1}{f_u} + \frac{1}{f_m} \right) \cdot \frac{P_{жс} L}{E},$$

где f_u, f_m – площади сечений труб и штанг;

$P_{жс}$ – вес жидкости;
 E - модуль упругости стали.

В последнее время используют стационарные автоматизированные системы измерения нагрузки и пути, с компьютеризованной обработкой динамометрических данных, что качественно влияет на принятие решений.

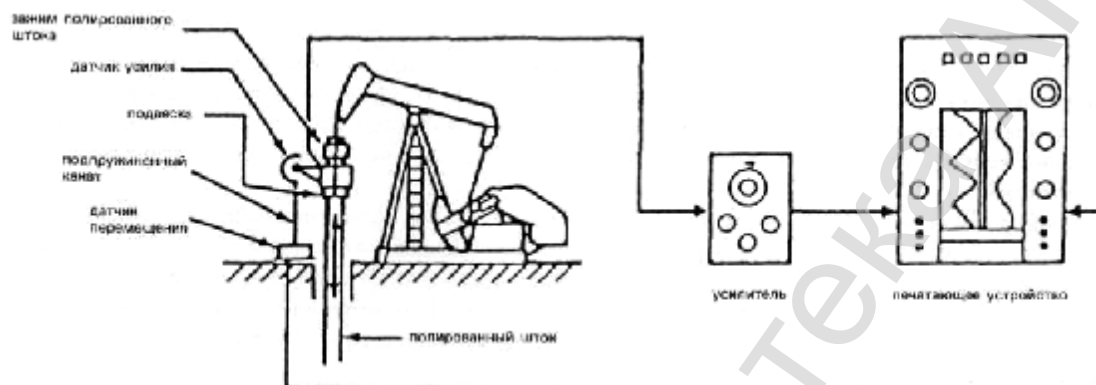


Рис. 55 Элементы нестационарной системы (система Дельта II)

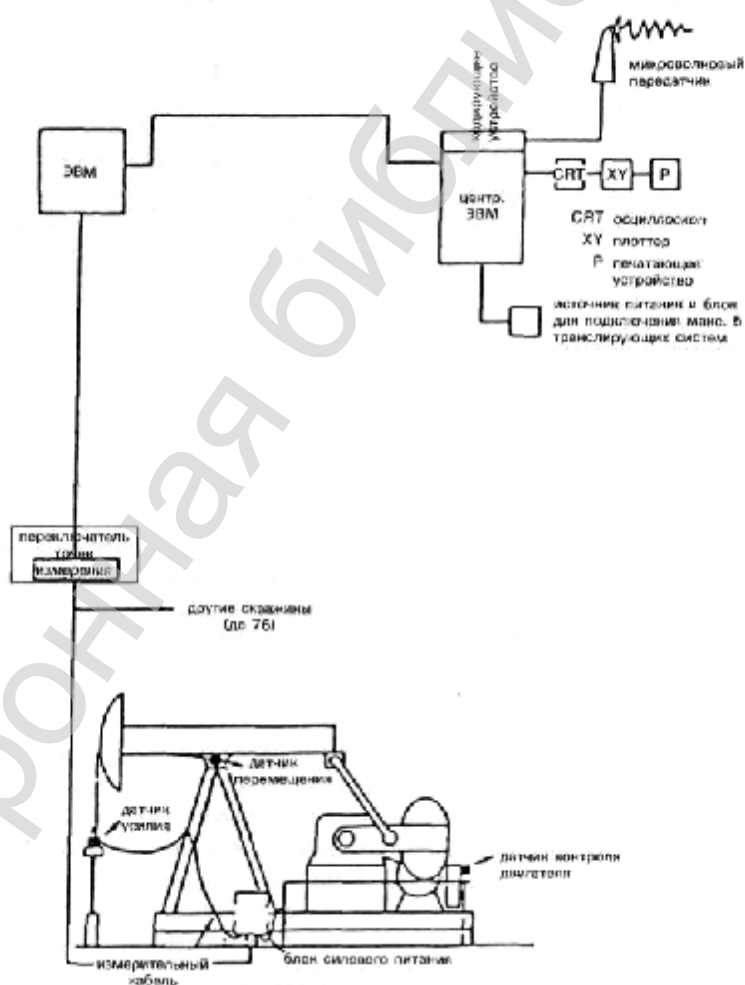


Рисунок. 2.9 - Элементы стационарной системы

Основные причины, влияющие на работоспособность насоса:

- износ плунжерной пары;
- гидроабразивное изнашивание клапанов;
- поломка стакана или клетки клапана;
- отворот плунжера или штока насоса;
- гидроабразивное изнашивание или отворот деталей плунжера;
- износ или слом деталей замковой опоры, седла конуса;
- смещение втулок;
- забивание клапана песком, солеотложениями;
- заклинивание плунжера и др.

Долговечность клапанных узлов штанговых насосов в значительной степени зависит от формы активной грани седла, интенсивности вращения шарика при подъеме, высоты подъема шарика, а так же равномерности распределения скорости восходящего потока по поперечному сечению клапана. Седла клапанов выполняют симметричными и при износе одной из кромок поверхности седла их переворачивают на 180 градусов для использования другой поверхности.

2.4. Ремонт штанговых скважинных насосов

Восстановление штанговых скважинных насосов осуществляют в специализированных сервисных цехах. При необходимости замены изношенных уплотнительных деталей, клапанов и т.д. то выполняется текущий ремонт насоса. Если в результате осмотра устанавливается, что для ремонта насоса необходимо применение специальных приспособлений, контрольно-измерительной аппаратуры и высокой квалификации рабочих (например, освобождение заклиненного плунжера или все работы, связанные с разборкой цилиндра насоса и т.д.), то выполняют капитальный ремонт насоса.

Техническую диагностику и ремонт скважинных штанговых насосов, отработавших в скважине, осуществляют в определенной технологической последовательности. Очищают наружную поверхности насоса, затем укладывают на стеллаж, извлекают плунжер, отвинчивают шток от плунжера, очищают втулки, производят мойку деталей насоса, очистку внутренней полости плунжера, притирку клапанных пар, сборку насоса (калибровку, опрессовку)

Прочищают щеткой резьбу верхней муфты цилиндра и седла конуса, проверяют их состояние и состояние внутренней поверхности цилиндра, износ и шероховатость поверхности. Если на резьбе концевых муфт имеются недопустимые дефекты, а износ поверхности цилиндра превышает указанный в нормативно-технической документации как допустимый, цилиндр отбраковывают.

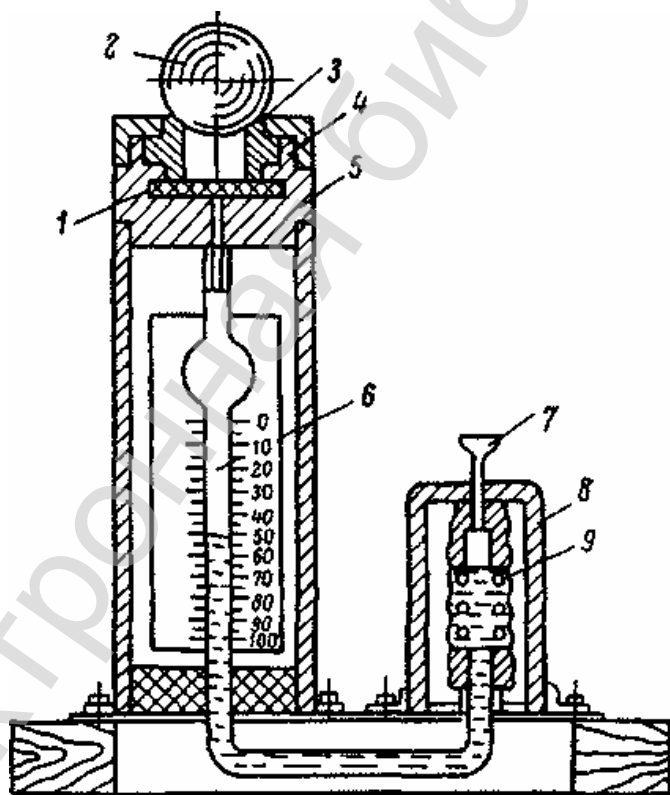
Для проверки плунжера его закрепляют за среднюю часть в тисках с медными вкладышами и вывинчивают узлы верхнего и нижнего нагнетательных клапанов.

Сняв плунжер с тисков, протирают наружную и внутреннюю поверхности и проверяют наружную поверхность, прижимные торцы и резьбу

плунжера. При наличии налета ржавчины плунжер промывают керосином, насухо вытирают и проверяют поверхность. В случае значительного износа поверхности плунжера или резьбы, присутствия глубоких рисок, задиров, плунжер отправляют в брак.

Подвергают проверке клапан, для чего, отвинтив клетку или корпус, извлекают шарик и седло. При прихвате седла его выбивают деревянным или медным стержнем. Детали промывают в керосине, протирают, проверяют их состояние, изношенные заменяют новыми. В клапанных узлах пара шарик-седло ремонту не подлежат, их меняют на новые, причем только в комплекте. Герметичность клапанов проверяется вакуум-прибором (рис.2.10), состоящем из гофрированных 9 и стеклянной 6 со шкалой трубок, соединённых с патроном 5, в котором при помощи гайки 4, зажимается седло клапана 3. В стеклянную и гофрированную трубки наливают окрашенную хромпиком воду так, чтобы гофрированная трубка была ею заполнена. Гофрированная трубка закрыта колпаком 8 и сообщена с кнопкой 7.

Процесс осуществляют следующим образом. Поворачивают гайку 4 на половину оборота и, вставив седло испытуемой пары через боковой вырез, зажимают его в патроне 5. Резиновая прокладка 1, помещенная между основанием патрона 5 и торцом седла 3, создает достаточное уплотнение, устраняющее возможность утечки через этот узел.



1 - резиновая прокладка, 2- шарик, 3- седло клапана, 4- гайка, 5 - патрон, 6- стеклянная трубка, 7- кнопка, 8- колпак, 9 - гофрированная трубка

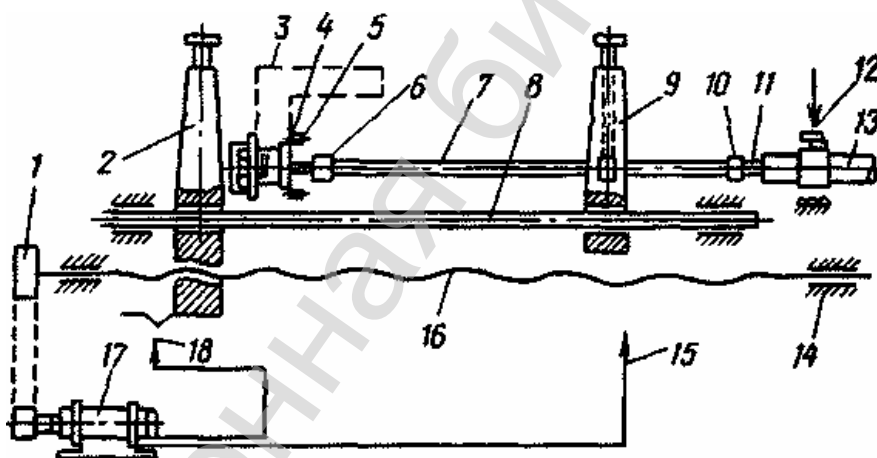
Рисунок 2.10 - Вакуум-прибор для проверки герметичности клапанных узлов

Нажатием кнопки 7 на колпаке 8 выдавливают окрашенную жидкость из гофрированной трубки 9 в стеклянную 6. Положив шарик 2 на седло 3 (слегка придавив его и меняя в процессе проверки его положение) отпускают кнопку 7 и фиксируют изменение уровня в трубке 6.

В случае негерметичности клапана уровень жидкости снижается. По скорости снижения уровня судят о степени герметичности клапана. Необходимо отметить, что даже при герметичности клапана в начальный момент отпущения кнопки будет иметь место скачок уровня. Поэтому наблюдения за показаниями вакуум-прибора необходимо вести от положения уровня после скачка.

Клапаны, дающие скорости падения уровня более 10 мм за 15 секунд, считаются притертыми и признаются годными.

После этого собирают плунжер и насос. Для этого узел всасывающего клапана, смазанного веретенным маслом, вставляют в цилиндр насоса и проталкивают деревянным стержнем до упора в седло конуса. Веретенное масло шприцем впрыскивают в полость цилиндра или же смазывают плунжер, вставляемый в цилиндр. Качество отремонтированных узлов и деталей насоса проверяют в сборе, по определению усилия, возникающего в контакте между цилиндром и плунжером при перемещении последнего по всей длине цилиндра на специальной установке (рис.2.11). Перемещение плунжера должно быть плавным, без толчков и рывков.



- 1- ременная передача, 2- каретка, 3- динамограф ГДМ, 4- подвеска, 5- подвесная щека, 6- контргайка, 7- тяга, 8- направляющая каретка, 9- направляющий винт, 10- муфта соединения, 11- контрольный плунжер, 12-цепной зажим, 13- цилиндр проверяемого насоса, 14 - опора винта, 15 - подвижная стоп-кнопка, 16 - ходовой винт, 17- электродвигатель, 18- неподвижная стоп-кнопка

Рисунок 2.11 - Установка для контроля качества сборки цилиндров штанговых скважинных насосов

Установка состоит из станины, ходового винта, цепного зажима и привода. По направляющим, укрепленным на станине, перемещается каретка, направляющие тяги, тяга и гидравлический динамограф на специальном приспособлении.

Цилиндр проверяемого насоса с плунжером закрепляется цепным зажимом за переводник цилиндра. Перед пуском установки совмещают геометрические оси проверяемого насоса и тяги. Для этого поворотом винта корпуса каретки, а также винта направляющей совмещают горизонтальную риску на ползунах с соответствующими рисками на шкалах тяги через шарнирную соединительную муфту и устанавливают динамограф в специальное приспособление.

Одновременно устанавливают подвижную стоп-кнопку автоматического выключения электродвигателя на деление шкалы, соответствующее длине хода проверяемого насоса, вставляют бланк картограммы в динамограф и пускают установку в ход.

Усилие по перемещению плунжера внутри цилиндра по всей его длине автоматически записывается на картограмме при прямом и обратном ходах плунжера. На картограмме указываются: а) номинальный диаметр плунжера; б) группа посадки; в) дата выпуска насоса; г) масштаб усилия.

Годность сборки цилиндра определяется анализом полученной картограммы с учетом установленных норм отклонений сил сопротивления для правильно собранного цилиндра. Цилиндры насосов считаются годными, если на картограммах сила сопротивления перемещению плунжера не превышает или равна максимально допустимой.

По окончании испытания закрывают концы насоса пробками и укладывают на стеллажи.

2.5. Приемка и транспортирование штанговых насосов

Приемку штанговых скважинных насосов производят по качеству и комплектности в соответствии с существующими требованиями нормативно-технической документации и паспортом насоса. При этом проверяют целостность пломб на тарах, консервацию обработанных поверхностей насосов и опор, наличие запасных частей и принадлежностей, сопроводительной документации. В случае обнаружения несоответствия качества или комплектности заявленным, составляют акт – претензию с указанием количества и характера выявленных дефектов.

- При контроле качества на дефекты внешнего вида насосы бракуют при:
- невозможности захвата и извлечения из цилиндра всасывающего клапана невставного насоса (посадкой плунжера вниз и поворота его по часовой стрелке на 180°);
 - отсутствии консервирующей смазки на резьбовых соединениях;

- нарушения хода плунжера в цилиндре;
- непрохождения вставного насоса по всей длине через опорное кольцо замковой опоры;
- несовпадения номера и размера плунжера, указанного в паспорте, с фактическим (при несовпадении номера, но совпадении размера вносится соответствующее исправление в паспорт насоса);
- нарушении целостности (отслоения, риски, язвы, трещины, забоины) хромового покрытия плунжера);
- обнаружении оловянно-свинцового припоя на шариках клапанов;
- обнаружении повреждений на хромовом покрытии плунжера
- несоответствии группы посадки насоса паспортным данным.

Герметичность цилиндра в сборе со всасывающим клапаном и плунжера с нагнетательным клапаном проверяют опрессовкой трансформаторным маслом на давление

$$P=0,0125 H ,$$

где H — напор.

Для определения соответствия группы посадки насоса паспортным данным должен проверять номинальный диаметр цилиндра и плунжера, выбитый на них клеймением. При равенстве номинальных диаметров насос соответствует группам посадки 0 и 1, при номинальном диаметре плунжера меньше номинального диаметра на 0,05 и 0,1 мм насосы соответствуют 2 и 3 группам посадки.

Штанговые скважинные насосы транспортируют любым видом транспорта с соблюдением всех правил и требований, действующих на этих видах транспорта. Для перевозки насосы укладывают в ряды с не менее чем тремя точками опоры. При этом принимают меры предотвращающие изгибы и удары при транспортировке. Каждый насос должен иметь сопроводительную документацию и паспорт завода-изготовителя.

Хранение насосов осуществляют в закрытых складских помещениях на стеллажах, сгруппировав по типоразмерам. Каждый стеллаж может содержать не более пяти рядов насосов, при этом между ними устанавливают специальные деревянные прокладки.

На место эксплуатации штанговые насосы доставляются на специализированном транспорте высокой проходимости, снабженным поворотным краном грузоподъемностью не менее 0,5 т. Погрузочно-разгрузочные работы осуществляют с использованием универсальных стропов и захватов. На платформе автомобиля насосы устанавливают в наклонном положении в продольных отсеках из стальных профилей, и закрепляются специальными хомутами и винтовыми зажимами. Перевозить насосы на полу платформы запрещается.

2.6. Монтаж штанговых насосов

Перед проведением спускоподъемных операций на скважине рабочая площадка и приемные мостки очищают от грязи и посторонних предметов.

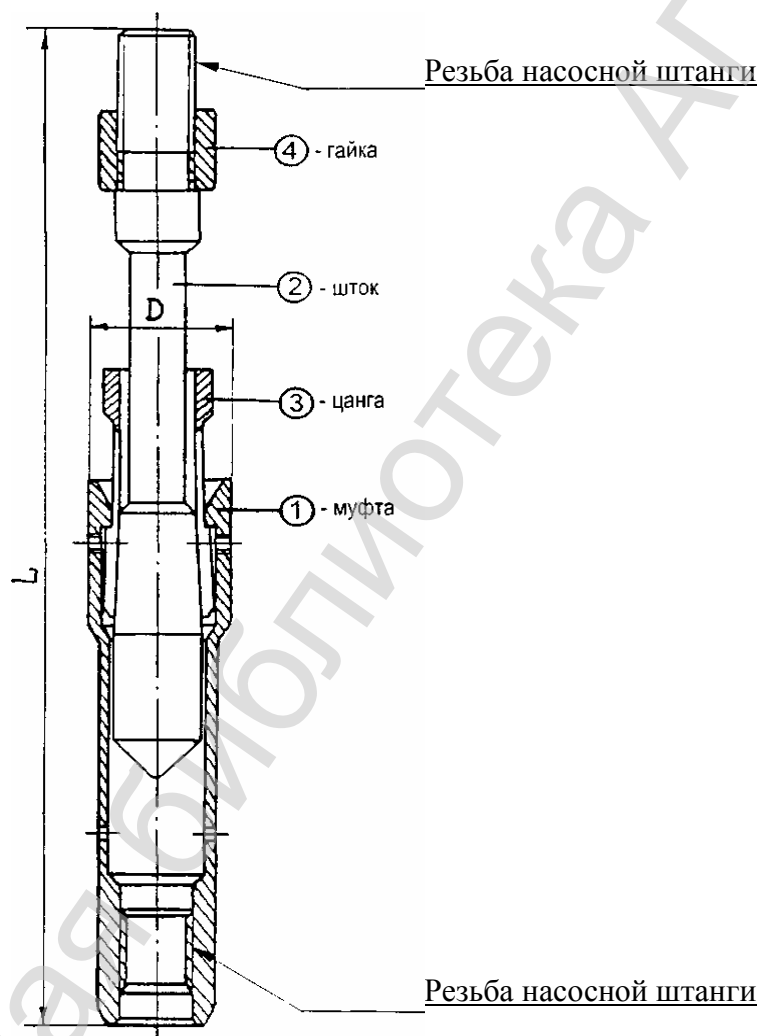


Рисунок 2.12 - Автоматическое сцепляющее устройство

Осматривают внутреннюю поверхность НКТ, которая не должна иметь отложений солей, парафина, окалины, грязи.

Спуск трубного насоса осуществляют в следующей последовательности. Готовят вспомогательное оборудование (газовый якорь, хвостовик, фильтр и т. д. в зависимости от конкретных скважинных условий), снимают с насоса защитные заглушки и извлекают из цилиндра плунжер. Подсоединяют к цилиндру насоса вспомогательное оборудование и спускают его в скважину на НКТ до заданной глубины. Плунжер насоса опускают на штангах в НКТ до касания им всасывающего клапана.

Монтаж вставного насоса начинают со спуска в скважину вспомогательного оборудования: газового якоря, хвостовика, фильтра, замковой опоры. Насос опускают в скважину на колонне штанг и закрепляют его в замковой опоре. При приближении насоса к месту подвески (последние три-четыре штанги) следят за плавностью спуска, не допуская удара насоса о замковую опору или плунжера трубного насоса об узел всасывающего клапана. Производят регулировку хода плунжера, проверяют посадку плунжера (динамометрированием). При низкой посадке в левом нижнем углу динамограммы отмечается характерная петля на линии веса штанг. В случае удара плунжера об узел всасывающего клапана трубного насоса или переходника в торец направляющей штока вставного насоса приподнимают или укорачивают подвеску штанг.

При высокой посадке плунжера трубного насоса в конце хода вверх плунжер выходит из цилиндра сверх допустимой величины, что на динамограмме в правом верхнем углу отмечается резким падением вниз линии нагрузки. Открытый корпус клапана плунжера вставного насоса при высокой посадке в конце хода вверх упирается в торец переходника, насос срывается с опоры, и жидкость уходит из труб в скважину. В этих случаях опускают штанги ниже.

Подъем трубного насоса начинают с освобождения узла всасывающего клапана при помощи ловильной втулки на плунжере, плавной устанавливаемой на цапфу всасывающего клапана с последующим поворотом колонны штанг на угол 90° по часовой стрелке, и подъема плунжера со всасывающим клапаном. Цилиндр насоса поднимают вместе с колонной НКТ.

Вставной насос поднимают на колонне штанг, извлекая НКТ только при необходимости по каким-либо техническим причинам: чистке или промывке забоя, устранении утечек в трубах или дефекта замковой опоры и т. д.

Применение автосцепа позволяет спускать в скважину трубные насосы в сборе с плунжером, а вставные насосы – совместно с колонной НКТ. При этом исключается засорение клапанов и повреждение плунжеров трубных насосов, легко достигается герметичность посадки вставного насоса в якорный башмак, т.к. она производится до спуска в скважину.

При таком методе спуска насосов исключается засорение клапанов и повреждение плунжеров невставных насосов, а также легко достигается герметичность соединения вставного насоса с опорой (якорным башмаком).

Автосцеп состоит из отделяемой части, прикрепленной к колонне насосных штанг, и части, закрепленной на переводнике плунжера. Отделяемая часть автосцепа включает в себя переводник штока, центратор, контргайку и цанговый захват.

Закрепленная на переводнике плунжера часть автосцепа состоит из сердечника с вкладышем и патрубком. На наружной поверхности этой части расположен подпружиненный стакан захвата.

При зацеплении цанговый захват отжимает стакан вниз и, когда конец захвата попадает в карман сердечника, стакан под действием пружины перемещается вперед и запирает захват. В это же время центратор перемещает золотник вниз, закрывая сливное отверстие в патрубке. При отцеплении стакан упирается

в упор и, отжимаясь, освобождает цанговый захват, который выходит из зацепления с сердечником. В это же время вкладыш отводит золотник вверх, открывая при этом сливное отверстие патрубка.

3. Насосные штанги и муфты

3.1. Конструктивные особенности насосных штанг

Насосные штанги и муфты к ним предназначены для передачи возвратно – поступательного движения от наземного привода к скважинному насосу. Специфика применения штанг наложила отпечаток на их конструкцию. Штанги (рис.3.1,3.2) представляют собой цельные стальные стержни круглого сечения с высаженными наружу головками, имеющими цилиндрическую резьбу треугольного профиля на обоих концах, плавные переходные участки и квадратное сечение для захвата ключом при свинчивании - развинчивании.

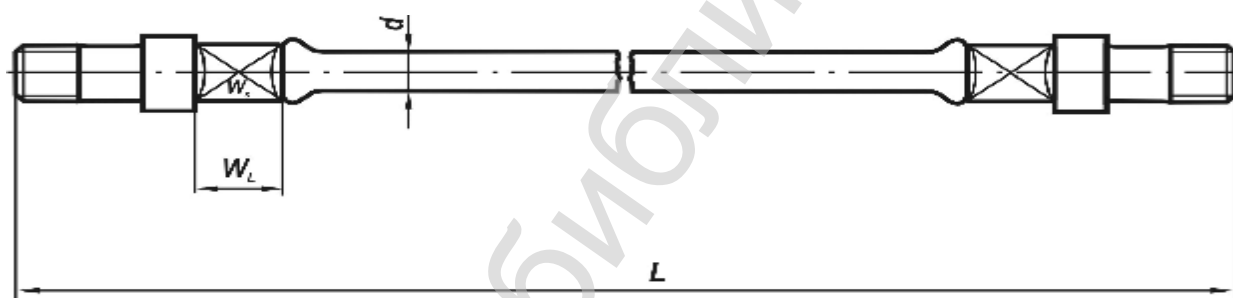
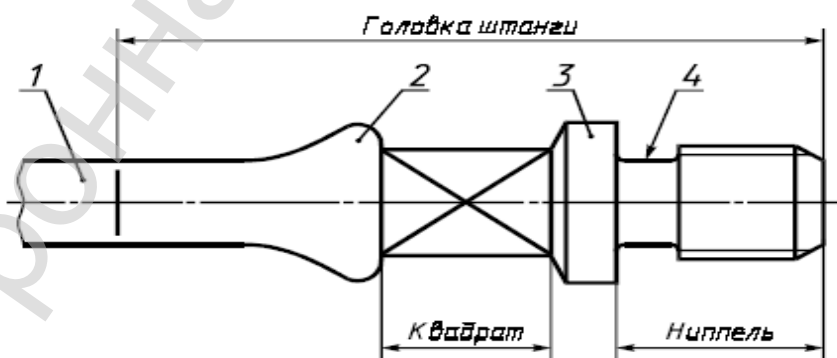


Рисунок 3.1. - Насосная штанга



1-тело штанги; 2-подэлеватормый бурт; 3-упорный бурт; 4-зарежьбовая канавка

Рисунок 3.2 – Высаженный конец насосной штанги

Соединение штанг в колонны производят посредством муфт, изготовленных в виде цилиндрических втулок с внутренней резьбой и местом для захвата под ключ (рис.3.3.).

Муфты выпускают двух типов:

- соединительные – для штанг одинакового условного диаметра,
- переводные – для штанг разного диаметра.

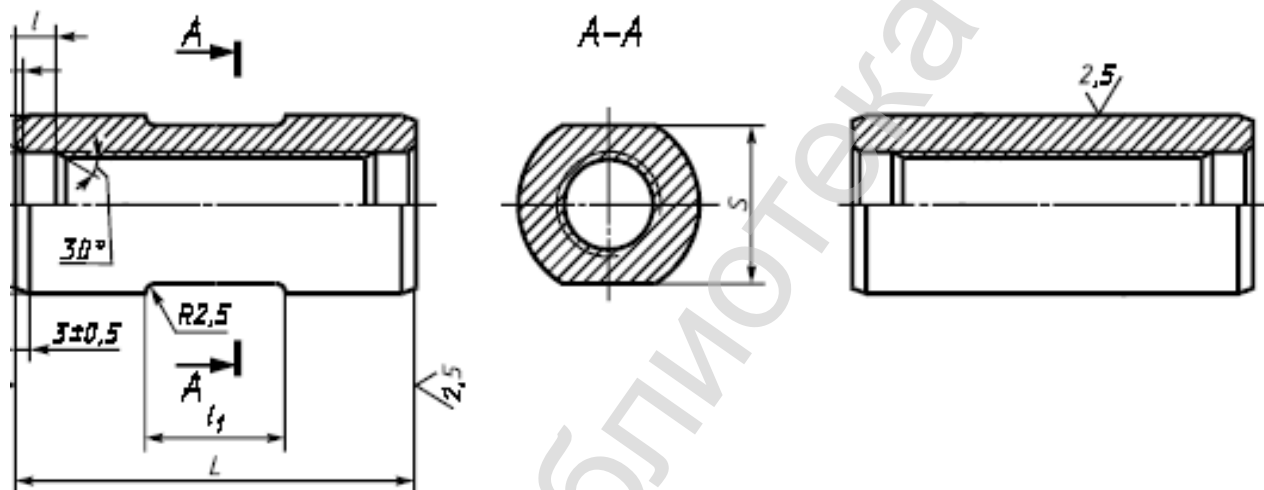


Рисунок 3.3 – Муфта штанговая

Резьба на штангах и муфтах не нарезается, а накатывается, что существенно упрочняет резьбовое соединение.

Перед поставкой на заводе-изготовителе на один конец штанги горячей посадкой навинчивается муфта, которая при эксплуатации, по требованиям НТКД, не отвинчивается. Открытая резьба штанги и муфты защищается колпачками или пробками.

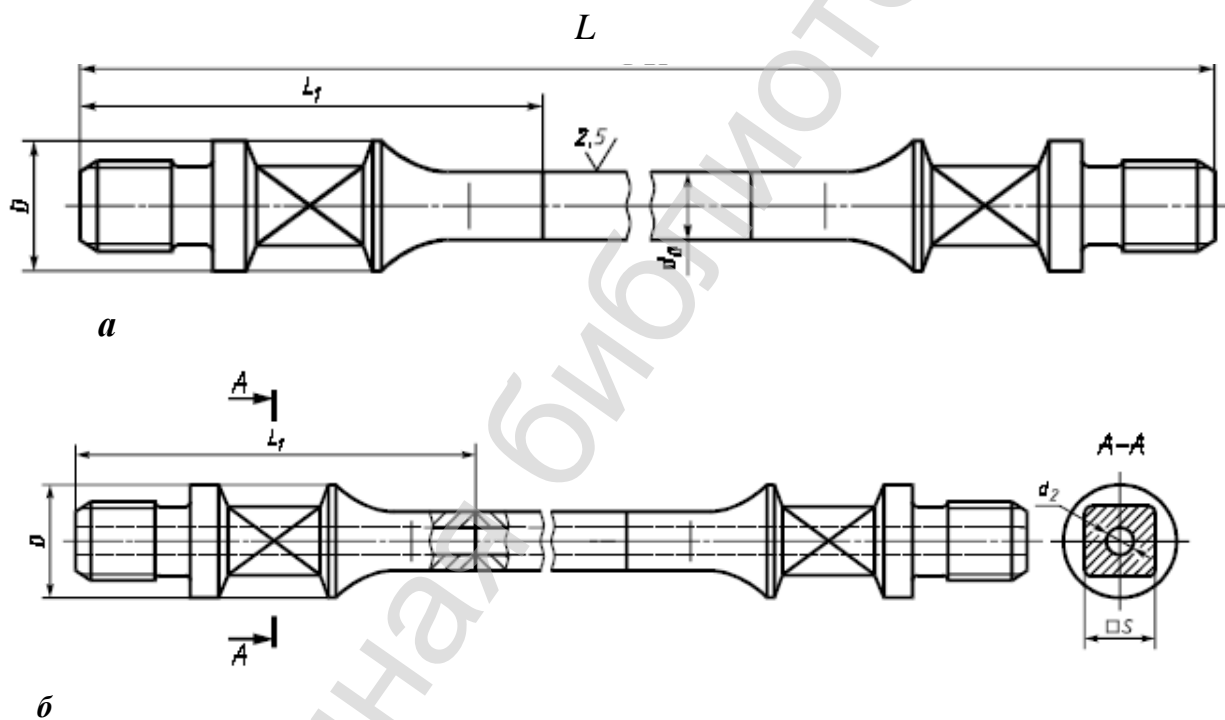
На сегодняшний день в эксплуатации находятся штанги и муфты, изготовленные в соответствии со стандартами ГОСТ 13877-80, ТУ 26-0210-39-92, ГОСТ 13877-96 и по стандарту АНИ. Согласно спецификации 11В АНИ насосные штанги различают только по показателям прочности при растяжении, химический состав для сталей штанг, методы упрочнения и технологические процессы изготовления определяется производителем.

Новый межгосударственный стандарт, введенный в 2004г, ГОСТ Р 51161-2002 «Штанги насосные, устьевые штоки и муфты к ним», предусматривает идентификацию основных параметров и присоединительных размеров насосных штанг и муфт с принятыми в международной практике. Стандарт гармонизирован со спецификацией 11В АНИ в части размеров и конструктивного оформления штанг и муфт, механических свойств материалов, контроля штанг и муфт с помощью калибров, маркировки и упаковки штанг и муфт. В допол-

нение к ранее действующему, в нем расширена номенклатура материалов, применяемых для изготовления штанг, и введены требования к муфтам с износостойким покрытием и муфтам уменьшенного диаметра, требования по калибровке штанг и муфт.

Штанги и муфты изготавливают из круглой горячекатаной стали по нормативно - техническим документам на прокат предприятий-изготовителей. Для достижения необходимых прочностных характеристик штанги подвергают различным видам термической обработки: нормализации, отпуску, высокотемпературной термомеханической обработке (ВТМО), поверхностному упрочнению нагревом ТВЧ, закалке

Промышленность выпускает цельные металлические штанги с высаженными головками типа ШН, а также цельные и полые с приваренными головками типа ШНП и ШНПП соответственно (рис.3.4)



*а - цельная штанга с приваренными головками типа ШНП;
б - полая штанга с приваренными головками типа ШНПП*

Рисунок 3.4 - Стальные насосные штанги

Полые штанги получили применение в скважинах с продукцией, содержащей значительное количество механических примесей, т.к. из-за небольшой площади внутреннего живого сечения штанг скорость восходящего потока жидкости увеличивается и вынос песка улучшается. Кроме того, их используют при беструбной эксплуатации, одновременной раздельной эксплуатации пластов через одну скважину, для подачи в скважину различных реагентов и т.д.

Укороченные штанги применяют для корректировки длины колонны и установки в местах сильного изгиба оси скважины.

Новый стандарт предусматривает также выпуск полых и цельных стеклопластиковых штанг, состоящих из стальной головки и тела, изготовленного из волокон, собранных в параллельные жилы и впрессованных в пластиковую матрицу.

Область применения стеклопластиковых штанг обусловлена основными характеристиками ШНС - низким модулем упругости и меньшей массой (~1/4 и 1/3 соответственно от показателей стальных штанг) при одинаковой прочности со стальными штангами. Кроме того, они обладают большей эластичностью и коррозионной стойкостью. В основном их применяют при эксплуатации скважин с высокоагрессивной средой, а также для обеспечения большего рабочего хода плунжера насоса и использования менее мощного привода.

Недостатками, ограничивающими их применение, является то, что при сжимающих нагрузках наблюдаются отказы ШНС, вследствие разрушения стекловолоконистых жил, и восприимчивость к повышенным температурам.

Созданные за рубежом малогабаритные штанги диаметром 12,7 мм, массой 1,04 кг/м и диаметром штанговых муфт не более 25,4 мм, предназначены для эксплуатации скважин насосом диаметром 25,4 мм на глубине до 2000 м (для сравнения: серийные штанги, ближайшие по диаметру – 16 мм, имеют массу 1,7 кг/м). Использование данных штанг позволяет облегчить каждые 1000 м колонны штанг на 750-3350 кг.

Ведутся работы по применению непрерывных насосных штанг ННШ: прутковых и гибких. Прутковые штанги представляют собой непрерывную колонну, состоящую из отдельных участков разного поперечного сечения, соединенных посредством сварки, и подвергнутых термической (ТВЧ) или механической обработке (дробью). Для достижения равнопрочности колонна может содержать до 10 прутков длиной от 180 до 360 м, условный диаметр которых различается на 1,5 мм. Масса непрерывной колонны по сравнению с аналогичной, состоящей из отдельных, дискретных штанг, легче на 8 -10% [8]. Использование непрерывной колонны штанг позволяет снизить силы трения, возникающие при эксплуатации. Непрерывная штанга наматывается на барабан с напряжением, не превышающим предела текучести материала, вследствие чего при спуске в скважину принимает прямолинейную форму и не имеет остаточных напряжений. Требуемые для удовлетворения этого условия диаметры барабанов находятся в интервале от 6 до 12,5 м, что увеличивает габариты агрегатов и затрудняет транспортировку.

Гибкие штанги могут выполняться в виде канатов, различных конструкций, кабелей с сердечником или лент. Недостаток этих штанг – затруднение хода вниз и значительное удлинение (на 13% больше по сравнению с обычными).

3.2. Эксплуатация насосных штанг

Работа штанг происходит при переменных нагрузках в коррозионной среде при трении о стенки труб. Тяжелые условия работы штанг приводят из-за их повреждений к большому числу подземных ремонтов. Около 40-45% ремонтов УШСН вызваны авариями со штангами, а в коррозионных средах число аварий возрастает от 2 до 15 раз, в искривленных скважинах – от 2 до 5 по сравнению с нормальной средой и вертикальными скважинами.

В числе неблагоприятных факторов для надежности штанг – степень обводненности продукции и режим работы установки. Коррозионные условия создаются при наличии в откачиваемой жидкости более 50% высокоминерализованных пластовых вод. Из анализа динамики объемов капитальных ремонтов скважинного оборудования, вызванных коррозионно - механическими повреждениями насосных штанг видно, что при повышении обводненности нефти с 70% до 90 – 95 % данная проблема приобретает особую актуальность.

Наличие водорода вызывает водородное растрескивание металла штанг, содержание серы и ее продуктов – сульфидно – коррозионное растрескивание под напряжением.

Переменные по величине нагрузки приводят к усталостному разрушению штанг, которое начинается в зоне микротрещин и концентраторов напряжений и заметно ускоряется в коррозионной среде.

При повышении числа качаний станка-качалки с 5 до 8,5 в мин. вероятность отказа возрастает от 0,217 до 0,695.

В результате трения колонны штанг о вязкую жидкость сила гидродинамического трения может достигать 10 – 15 кН.

В скважинах с отложениями солей, парафина, асфальтосмолистых веществ, а также при наличии кривизны скважины появляются дополнительные нагрузки, за счет чего возрастают максимальные нагрузки при ходе вверх и уменьшаются минимальные при ходе вниз, т.е. увеличиваются амплитуды напряжений и приведенные напряжения. По некоторым данным за счет отложения парафина масса штанг может увеличиваться на 600 кг. Запарафинивание плунжера и отложение солей могут привести к заклиниванию плунжера и обрыву штанг.

Число обрывов штанг возрастает по мере увеличения числа ремонтов скважины. При обработке скважины горячей нефтью (с температурой 100⁰С и выше) механические свойства материала штанг заметно ухудшаются (предел ограниченной выносливости снижается до 30%).

ГОСТ 51763-2001 на насосные штанги предусматривает требования по их надежности. Вероятность безотказной работы штанг, определяемая только их обрывностью (без учета других отказов) за 5 млн. рабочих циклов должна быть не менее 0,996, т.е. только 4 из 1000 в течении указанной наработки могут оборваться. Срок службы штанг установлен не менее 5,5 лет. Критерием предельного состояния штанги или муфты является их обрыв, а также значительный износ и (или) растрескивание головки и тела штанги или муфты, искривление штанги, исключающие возможность их дальнейшей эксплуатации.

Основное число отказов новых штанг происходит при работе в интервале от 0 до $6 \cdot 10^6$ циклов (2 года), затем число их резко уменьшается. За этот период в колоннах может происходить до 4-х отказов, а иногда и более. В начале эксплуатации основная масса отказов связана с возможным заводским браком, а далее начинаются усталостные отказы, связанные с условиями эксплуатации.

В зависимости от режима работы ШСНУ колонна насосных штанг может быть одноступенчатой и многоступенчатой. Каждую ступень комплектуют штангами одного типоразмера, одной марки стали и одного вида термической обработки. Длина каждой ступени подбирают таким образом, чтобы все ступени колонны были одинаково нагружены по значению приведенного напряжения, а в случае применения штанг из разных марок стали или вида термической обработки — с учетом различия в допустимых приведенных напряжениях. Значение приведенного напряжения при расчете штанговых колонн из новых штанг принимают в соответствии с ГОСТ 51763-2001 в пределах от 0,75 до 0,9 от допускаемого.

Штанги, спускаемые в скважину, подвергают внешнему осмотру. Штанги изогнутые, скрученные и имеющие механические повреждения поверхности отправляют в сервисные службы.

Для проведения спускоподъемных, операций со штангами скважину оборудуют приспособлением для подвешивания штанг или деревянными стеллажами. Стеллажи устанавливают таким образом, чтобы не было прогибов штанг или свешивания их концов. Штанги укладывают на стеллажах рядами с применением деревянных междурядных прокладок.

На эксплуатационную вышку или мачту агрегата штанги затаскивают поштучно, с особой внимательностью, следя, чтобы штанги не ударялись о землю, мостки либо другую часть вышки или мачты. Кроме того, избегают чрезмерного изгибания штанг во время их затаскивания.

Захват штанг при спуско-подъемных операциях производят только за головку на участке радиуса, а свинчивание (развинчивание) — захватом только за квадратную шейку.

При спуско-подъемных операциях применяют специальное оборудование — штанговые элеваторы, крюки, ключи и другие инструменты — которые должны исключать возможность искривления тела штанги у головки, смятие штанг и других повреждений поверхности.

Во избежание заедания резьбы штанг при их свинчивании или развинчивании спуско-подъемное оборудование центрируют относительно устья скважины.

В момент соединения резьбы ниппеля штанги с муфтой, штанга должна висеть совершенно прямо, чтобы предупредить косую посадку резьбы. В случае косой посадки необходимо разъединить соединение и обработать ниппель плашкой, а муфту — метчиком. Затем очистить резьбы, проконтролировать их состояние и вновь смазать.

С целью достижения наилучшего равномерного вращающего момента рекомендуется применять пневматические или гидравлические штанговые

ключи, при помощи которых удастся прикладывать равномерный момент свинчивания. Для получения удовлетворительного свинчивания резьбовых соединений насосных штанг, резьбы должны быть чистыми, без повреждений и хорошо смазанными, легко свинчиваться до упора, чтобы передаваемый вращающий момент создавал предварительную затяжку, предотвращающую разъединение контактных поверхностей во время работы насоса.

При свинчивании следят за плотностью прилегания муфты к бурту штанги. В случае отсутствия плотного прилегания разъединяют соединение, очищают, и вновь смазывают.

Момент затяжки соединения должен указываться в документации на штанги. При недостаточном моменте свинчивания торцы ниппеля и муфты могут раскрываться под действием растягивающей нагрузки, и тогда пластовая жидкость проникает в резьбовую часть, что приводит к быстрому отказу соединения. Вследствие раскрытия стыка резко увеличивается амплитуда напряжений в этой части штанговой колонны. В раскрытый стык проникает агрессивная среда, вызывая коррозионно-усталостное разрушение резьбового соединения штанг. Наконец недостаточная затяжка соединения является причиной самопроизвольного развинчивания соединения. При слишком большом моменте свинчивания резьбовое соединение подвергается дополнительному напряжению от пластической деформации, росту растягивающих напряжений, может произойти срыв резьбы ниппеля и образование трещин на закаленных опорных поверхностях муфты и штанги. Таким образом, момент затяжки соединения должен обеспечивать такой стык, который невозможно раскрыть при действии максимально возможного растягивающего усилия.

Величина оптимального крутящего момента, прилагаемого при свинчивании резьбовых соединений, зависит от многих факторов (диаметра штанг, величины растягивающей нагрузки, качества смазки, степени износа резьбы и пр.), поэтому теоретически трудно определима и рекомендации по этому вопросу разнятся. Ориентировочно принимают за основу диаметр штанг и руководствуются следующими зависимостями:

Диаметр штанг, мм	16	19	22	25
Крутящий момент, Н м	300	470-500	700-720	1000-1100

Исследования показывают, что практически обеспечиваемое при свинчивании вручную оператором усилие затяжки соединения через короткое время (15-20 мин) работы штанг в скважине резко снижается, и резьбовые соединения эксплуатируются в расстыкованном состоянии со всеми отрицательными последствиями. Поэтому момент затяжки должен быть соответствующим.

При разъединении соединений (в особенности ручными ключами), если не удастся разъединить соединение обычным путем, пользуются соответствующими ключами с рукоятками и удлинителями.

Использование демонтированной штанговой колонны предполагает перед повторным монтажом штанги контроль на наличие дефектов. При этом штанги имеющие насечки, вмятины, искривления относят к дефектным и бракуют.

Если нет устройства для подвески штанг на вышке или мачте, демонтаж производят по одной штанге с последующей укладкой без провисания. Отдельные штанги (2-3 шт.), оборвавшиеся в процессе эксплуатации новой колонны, заменяют штангами того же типоразмера. Полную смену штанговой колонны или ее ступени производят только при увеличении интенсивности (частоты) обрывов штанг не менее, чем в 2 раза.

При наблюдении в скважине повышенной частоты обрывов штанг, по сравнению с частотой обрывов в аналогичных условиях в других скважинах, устанавливают причины и принимают меры для их устранения.

При эксплуатации насосных штанг производят постоянный контроль их состояния. Поверхность головок штанг не должна иметь поперечных дефектов глубиной более 1,6 мм и размером более 3,2 мм, а на участке перехода от тела штанги к подэлеваторному бурту не должно быть продольных дефектов глубиной более 0,8 мм. На поверхности тела штанги допускаются без удаления продольные дефекты глубиной не более 0,5 мм, поперечные — не более 0,1 мм.

Наружная поверхность муфт не должна иметь раскатанных трещин и трещин напряжения. При наличии отдельных дефектов глубиной более 0,25 мм (для муфт исполнений 1 и 2) и 0,13 мм (для муфт исполнения 3) их бракуют.

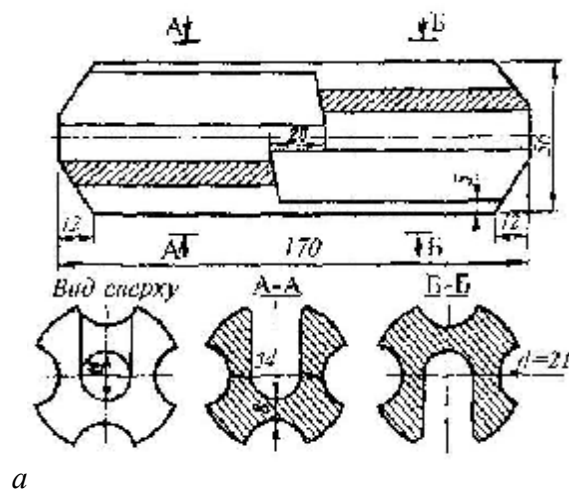
Кривизна тела штанги, характеризуемая стрелой прогиба, должна быть не более 3 мм на 1 м длины, а на участках тела штанги длиной 1 м, примыкающих к каждой головке, — не более 1 мм.

Правку штанг или термически обработанной заготовки методами, вызывающими смятие поверхности, не производят. Не подвергают холодному выправлению искривления штанг, характеризуемых прогибом 3 мм и более на 150 мм длины.

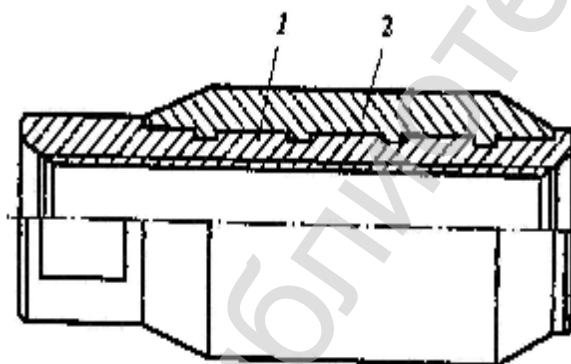
Резьба штанг и муфт должна быть гладкой, без забоин, выкрашиваний по профилю резьбы, заусенцев и рванин, нарушающих ее непрерывность и прочность. Допускаемая несоосность резьбы и тела штанги не более 1,5 мм на длине 200 мм от торца штанги, резьбы муфты относительно ее продольной оси — не более 0,5 мм. Навинченная в заводских условиях на один конец штанги (до полного соприкосновения торца муфты и упорного бурта штанги) соединительная муфта в процессе эксплуатации не должна отвинчиваться.

Кривизну тела штанги и соосность резьбы и тела штанги и муфты проверяют универсальными измерительными инструментами или с помощью специальных приспособлений.

В наклонно-направленных скважинах для предотвращения истирания штанг и НКТ применяют протекторы или центраторы, различных конструкций с поверхностями трения скольжения (рис.3.5) и качения (рис. 3. 6, 3.7). Они могут быть цельными из полимерных материалов или комбинированными — из стального корпуса и полимерной оболочки (рис.3.5) [1].



a



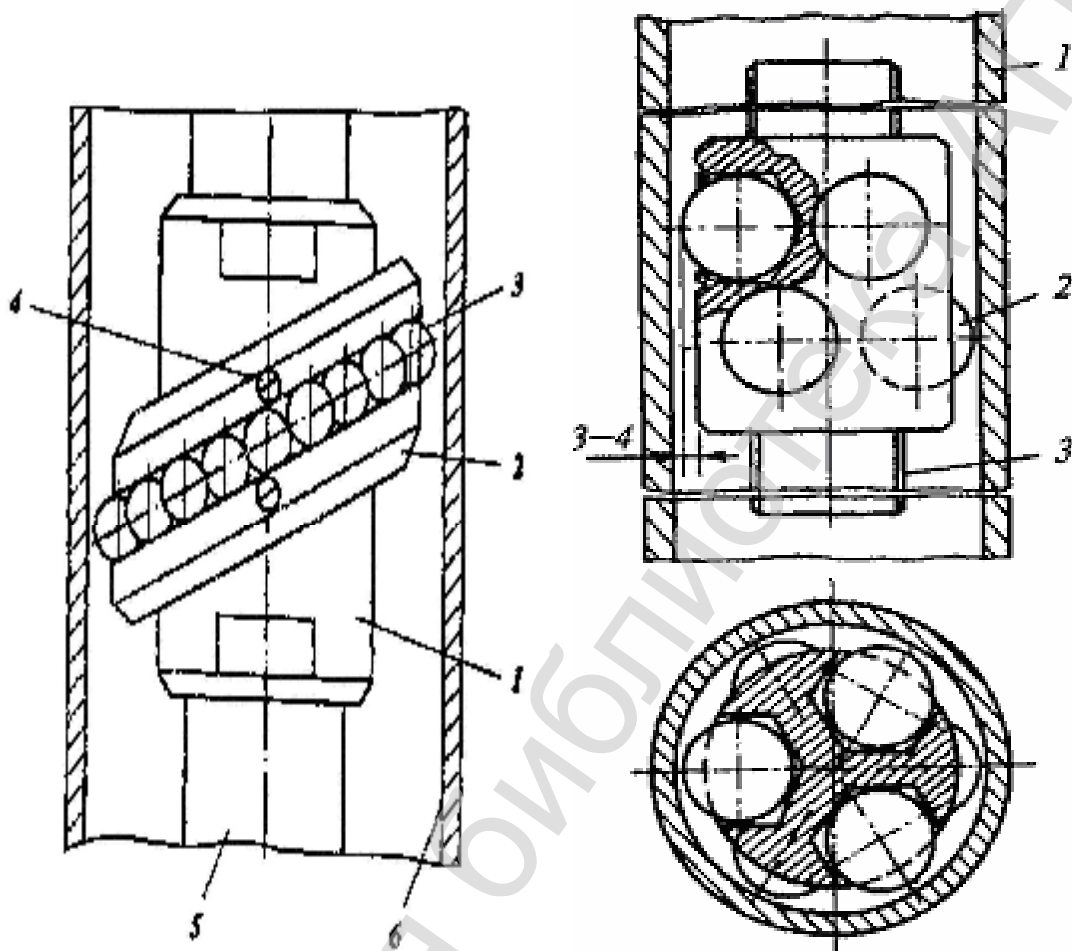
б

a - центратор скольжения; *б* - центратор- муфта скольжения:
 1- полимерная оболочка; 2 – стальной корпус

Рисунок 3.5 - Центраторы скольжения

Тип центратора подбирают индивидуально к каждой скважине в зависимости от показателей интенсивности искривления оси скважины, действующих нагрузок на штанги, свойств отбираемой жидкости, с учетом преимуществ и недостатков самих центраторов. Например, центраторы скольжения проще в изготовлении и долговечнее в работе, но при возвратно-поступательном движении в НКТ создают значительные сопротивления. Винтовые центраторы скольжения по сравнению с цилиндрическими имеют меньшее гидравлическое сопротивление. Центраторы качения эффективно работают в интенсивно искривленных скважинах, но менее устойчивы к износу. При подборе обеспечивают оптимального сочетания гидравлических характеристик центраторов с их износостойкостью. Поэтому, с учетом всех факторов довольно часто используют комбинацию различных центраторов, с целью повышения эффективности эксплуатации.

Центратор скольжения конструкции РГУ нефти и газа им И.М. Губкина (рис. 3.6) имеет цельную конструкцию из полиуретана или полиамидной смолы и устанавливается на штангу через свои боковые, противоположно расположенные пазы.



1-корпус; 2-обойма; 3-шарики

Рисунок 3.6 – Центратор качения

1-НКТ; 2-шарик; 3-резьба штанги;
4 - винт-фиксатор обоймы;
5-штанга;6-НКТ

**Рисунок 3.7- Центратор качения
конструкции АО «Татнефть»**

Для скважин, осложненных асфальто-смоло-парафиновыми отложениями (АСПО), применяют штанги с пластинчатыми стальными скребками и с полимерными скребками-центраторами, которые обеспечивают очистку насосно-компрессорных труб и штанг. Часть скребков от продольного перемещения ограничивается упорами, а между ними располагаются подвижные скребки. Подвижные скребки обеспечивают удаление АСПО с тела штанги, а неподвижные — с внутренней поверхности НКТ. Скребок-центратор имеет двойное назначение. Он выполняет функции скребка и предохраняет от износа систему «труба-штанга-муфта». Количество скребков-центраторов, устанавливаемых на одну насосную штангу — от 4 до 13 штук. Расстояние между двумя соседними скребками-центраторами устанавливают меньше длины

хода устьевого штока (от 0,6 до 1,6 м). Длина колонны штанг, оборудованной скребками-центраторами, зависит от интервала отложений на стенках НКТ и участков искривления ствола скважины и мет составляет от 100 до 1000 м. В некоторых случаях, например, на скважинах, эксплуатирующих девонские пласты, при подвеске насоса диаметром 32 мм вся колонна штанг может состоять из штанг со скребками. При применении штанг со скребками и скребками-центраторами подвеску привода оснащают штанговращателем.

3.3. Транспортирование и хранение насосных штанг

Для перевозки штанги упаковывают в транспортные пакеты. В каждый пакет должен содержать одинаковые штанги, совпадающие по марке стали, виду термической обработки, диаметру, длине, с муфтами одного исполнения и класса.

Открытая резьба штанг и муфт, а также их контактные поверхности должны быть защищены предохранительными колпачками или пробками от повреждений и от скопления в них грязи и влаги.

Конструкция пакетов должна обеспечивать предохранение штанг от искривления (за пределы упругой деформации) при транспортировании и хранении. В пакетах не допускается соприкосновение поверхностей тела штанг между собой. Концы штанг с муфтами должны быть сориентированы в одну сторону.

Штанги должны укладываться в пакеты рядами и скрепляться поперечными стяжками, включающими бруски со стяжными болтами, деревянные прокладки между рядами и строповочные приспособления. Допускается при стяжке брусков вместо болтов использовать металлическую ленту.

Пакеты со штангами нормальной длины должны иметь не менее пяти поперечных стяжек по длине, причем первая — на расстоянии 1,5 м от конца с муфтой, последняя — на расстоянии 1,8 м от противоположного конца штанги, остальные — равномерно между ними по длине пакета. Масса пакета (брутто) — не более 1500 кг. Высота пакета не должна превышать его ширины. Погрузка, выгрузка и перевалка пакетов должна производиться с помощью приспособлений, обеспечивающих сохранность штанг в пакетах.

Упакованные штанги следует по возможности транспортировать и складировать в упаковке до момента установки штанг в скважине. Для распаковки штанг необходимо пользоваться подходящим инструментом, не повреждающим штанги. В особенности следует опасаться изгибания штанг.

Штанги без упаковки транспортируют штанговыми или транспортом других видов, имеющим ровную платформу, превышающую длину штанг.

Погрузку пакетов штанг на промыслах производят при помощи крана. При этом не допускают перенос краном более одного пакета штанг, захват пакета в менее чем трех местах.

Хранение штанг производят на стеллажах с укрытием от атмосферных осадков. Пакеты укладывают друг на друга, но не более трех штук.

Распакованные штанги укладывают ровными рядами, между которыми устанавливают деревянные прокладки через каждые 1,5 м. Высота штабеля не должна превышать 1,5 м.

Отбракованные штанги хранят отдельно от новых и использованных, но годных для дальнейшей эксплуатации.

Входной контроль новых штанг, а также дефектоскопия и ремонт насосных штанг в процессе эксплуатации должны осуществляться в специализированных цехах с использованием соответствующего оборудования (комплекса правки и дефектоскопии штанг).

3.4. Комплексная технология диагностики и упрочнения насосных штанг

Значительные затраты и издержки производства в нефтяной промышленности связаны с большим объемом подземных работ по ликвидации обрывов насосных штанг. Восстановление штанг производят на сервисных предприятиях по ремонту подземного оборудования. Технологический процесс ремонта насосных штанг производят в соответствии с заранее разработанными операционными картами. Он включает приемку штанг, первичную мойку, визуальный контроль, основную мойку, свинчивание муфт, сортировку, правку и упрочнение штанг, контроль биения, неразрушающий компьютеризированный контроль концевых частей штанг, выходной контроль и маркировку.

При визуальном контроле осматривают наружную поверхность тела штанги и головки, которые не должны иметь следующих дефектов: раскатанных трещин, рванин, закатов, трещин напряжения, заковов и уплотнений. Резьба штанг и муфт должна быть гладкой, без забоин, выкрашиваний по профилю резьбы, без заусенцев и рванин, нарушающих ее непрерывность и прочность. При наличии данных дефектов штанги бракуют и укладывают в специальные контейнеры.

Годные к ремонту штанги поступают по рольгангам в моечную, представляющую собой закрытую камеру. Поверхность штанги после мойки должна быть чистой, без следов грязи и продуктов АСПО. Штанги с металлическими скребками подают на стеллаж установки для удаления скребков со штанг.

Штанги и муфты, получившие в процессе эксплуатации значительный односторонний или двухсторонний износ тела более 0,7 мм на диаметр, укладывают в ячейку для брака. Выбраковку штанг, муфт выполняют при помощи скобы или с использованием штангенциркуля с ценой деления 0,05 мм.

Кривизна тела штанги, характеризуемая стрелой прогиба, должна быть не более 3 мм на 1 м длины, а на участках тела штанги длиной 1 м, примыкающих к каждой головке, - не более 1 мм.

Штанги сортируют по типоразмерам, маркам стали, виду термообработки, годам выпуска и заводу-изготовителю. Для установления достоверности маркировки на сторонах квадрата штанги используют оптику с многократным уве-

личением. Насосные штанги, не имеющие маркировки, укладывают в отдельный пакет.

Резьбу штанг проверяют предельными резьбовыми калибрами – кольцами, а резьбу муфт – предельными резьбовыми калибрами – пробками. При навинчивании проходного калибра (кольца) на резьбу штанги, торец его должен доходить до упорной плоскости бурта штанги. Навинчивание непроходного калибра (кольца) по стандарту должно быть на более чем на 2 оборота.

При свинчивании резьбовых соединений штанг, удары по муфте не допускаются. Муфты, подвергнутые ударам, должны быть заменены на новые.

Со скребков-центраторов, получивших в процессе эксплуатации односторонний, двухсторонний износ 1мм и более на диаметр, срезают изношенные скребков-центраторов. Выбраковку скребков-центраторов производить с помощью специальной скобы или штангенциркуля с ценой деления 0,05мм.

На участке правки и упрочнения штанги подвергают упруго-пластической продольной деформации тела со скоростью 1 – 2мм/сек для достижения прямолинейности. Штанги, подвергнутые поверхностному упрочнению нагревом ТВЧ или высокому отпуску и закалке, режиму восстановления и упрочнения не подлежат. По окончании процесса правки произвольным вращением тела штанги (более 1 оборота) вокруг ее продольной оси и подводом щупа индикатора определяют величину биения концевой части штанги. При биении выше допустимого штангу бракуют.

Неразрушающий контроль насосных штанг, производимый с целью выявления скрытых дефектов в виде микротрещин, раковин, пор, линейного изменения диаметра штанг и язвенной коррозии, реализовывают в два этапа.

Дефектоскопию тела насосных штанг в основном осуществляют проходным электромагнитным дефектоскопом в приложенном магнитном поле. При этом выявляют дефекты типа несплошности и нарушения однородности структуры металла штанги, устанавливают геометрические размеры.

Контроль концевых частей производят вихретоковым дефектоскопом для обнаружения поверхностных трещин, преимущественно поперечной ориентации, при резких локальных отклонениях поверхностей материала на концевых частях насосных штанг (контролю не подлежат: резьбовая часть, упорный бурт, квадрат и подэлеаторный бурт).

Магнитоиндукционный метод, имеет следующие недостатки:

- остаточная намагниченность штанг;
- чувствительность к изменениям магнитных свойств штанг;
- необходимость натяжения штанг при контроле;
- невысокая производительность.

Классические методы ультразвуковой дефектоскопии вследствие значительного ослабления объемных (продольных и поперечных) волн с расстоянием приводят к необходимости сканирования всего тела штанги и, следовательно, к существенному ограничению производительности. Использование пьезопреобразователей требует обязательного наличия контактной жидкости (иммерсионных ванн), что при плохом качестве обработки поверхности тела штанги (ока-

лина, масляные загрязнения и др.) приводит к снижению надежности и достоверности контроля.

Более эффективен для неразрушающего контроля насосных штанг и их заготовок акустический дефектоскоп, позволяющий определять наличие дефектов типа нарушения сплошности или однородности металла эхо-импульсным методом с использованием продольной стержневой моды в области минимальной дисперсии скорости в диапазоне используемых частот. В ограниченных объектах типа прутков акустические нормальные волны, распространяясь только в одном направлении (вдоль прутка), ослабляются с расстоянием лишь за счет затухания в материале объекта контроля. Исследование основных закономерностей распространения стержневой моды в прутках (штангах) показало, что расстояние, на котором амплитуда сигнала резко уменьшается, составляет около 85 м., т.е. использование стержневой моды в заданном диапазоне частот позволяет «прозвучивать» достаточно протяженные объекты в виде стержней.

Отражение от дефекта является следствием реакции дефектного участка на динамические нагрузки, возникающие при распространении волны. Поэтому метод выявляет наиболее опасные для целостности конструкции дефекты, которые могут впоследствии развиваться в процессе работы штанги в скважине в динамическом режиме. При помощи акустического дефектоскопа производят измерение длины штанги, обнаружение дефектов типа нарушения сплошности или однородности металла и их координаты.

Акустические импульсы вводятся с торца насосной штанги, распространяются вдоль штанги со скоростью 5000 м/с продольной стержневой моды, отражаются от противоположного торца штанги и от дефектов типа нарушения сплошности (однородности) и регистрируются. Дефектоскопию производят с двух торцов объекта контроля с целью уменьшения неконтролируемых (мертвых) зон со стороны торцов. Результаты дефектоскопии штанги выводятся на экран компьютера в виде двух графических дефектограмм (по двум каналам) и таблицы с информацией о длине контролируемого прутка, эквивалентной площади обнаруженных дефектов и их координатах.

Более 90% обнаруженных дефектоскопом дефектов подтверждаются визуальным осмотром и металлографическими исследованиями. Исследования показывают, что наибольший уровень отражения дают дефекты, имеющие резкие перепады сечения, а также дефекты типа трещин, наиболее опасные с точки зрения долговечности конструкции. Так, при уровне браковки 0,5 % обнаруживаются следующие дефекты: закаты глубиной от 0,5 мм, волосовины длиной 150-200 мм, глубиной от 0,2-0,3 мм и раскрытием 10-20 мкм, вмятины, сетки наклонных глубоких рисок, лыски, местные нарушения геометрии сечения, локальная кривизна и др.

Все бывшие в эксплуатации и новые насосные штанги с дефектами, превышающими уровень отбраковки, подвергают испытанию растяжением и закручиванием на установке контроля для штанг всех групп прочности. Растяжение насосных штанг осуществляют с усилием до 280 кН автономным бессту-

пенчатым гидравлическим приводом. Плавное закручивание насосных штанг на угол 180° обеспечивает специальный редуктор.

После растяжения и закручивания штанга вновь подвергают операции дефектоскопии. Если по результатам дефектоскопии наблюдается увеличение амплитуды эхо-сигнала от дефекта, штангу бракуют. Возможен мониторинг развития дефектов в процессе нагружения насосной штанги с помощью акустико-эмиссионного метода контроля.

В некоторых случаях для повышения надежности и долговечности насосных штанг применяют неразрушающий контроль в сочетании с упрочнением тела и.

Годные по результатам дефектоскопии штанги подвергают упрочнению галтельного участка штанги методом поверхностного пластического деформирования (ППД) - обкаткой роликами концевых участков тела и галтелей на длине до 300 мм подэлеваторного бурта. Холодная обкатка профилированными роликами с вращающейся деформирующей головкой инерционного действия и возвратными пружинами обеспечивает повышение твердости, прочности и циклической долговечности за счет наклепа поверхностного наиболее нагруженного слоя тела штанги и создания в нем сжимающих остаточных напряжений. Кроме того, обкатка позволяет удалить окалину механическим способом и резко снизить высоту микронеровностей поверхностного слоя, что упрощает визуальный контроль концевых участков и галтелей насосных штанг, частично попадающих в мертвую зону акустического дефектоскопа.

Эксплуатационные испытания насосных штанг упрочненных ППД показали повышение средней наработки насосных штанг и их долговечности превышающих показатели серийных штанг в 2,45 раза [11].

Маркировка штанг осуществляется в соответствии с классом и сортом готовой продукции. На тело штанги с муфтовой стороны на расстоянии – 0,5 м от торца наносится отличительная окраска (для штанг с центраторами - на тело штанги после первого центратора), соответствующая классу штанги в виде кольца, количество колец соответствует сорту данного класса (1,2,3):

- класс С - белая;
- класс К - голубая;
- класс Д - желтая .

Бракованные штанги краской не отмечается.

Восстановленные насосные штанги упаковываются в пакеты и вывозятся под крановую эстакаду. На пакетах обязательно устанавливают бирку с характеристиками штанг.

4. Насосно-компрессорные трубы

4.1. Конструктивные особенности НКТ

Трубопроводные системы, используемые для транспорта к потребителю извлекаемых из пласта нефти и газа, включают три взаимосвязанных и последовательно расположенных звена: колоны насосно-компрессорных труб (НКТ), расположенные в скважинах, промысловые и магистральные трубопроводы. В данной единой трубопроводной системе колоны НКТ являются наиболее ответственным звеном, и от их безаварийной работы во многом зависит себестоимость добычи нефти и газа.

Спускаемые в скважину колоны НКТ, кроме основного назначения – подъема добываемой продукции на поверхность, используют также для транспортирования в скважину технологических сред, подвески оборудования для проведения, как технологических операций, так и ремонтных работ.

Для этого типа труб характерен небольшой диаметр, обеспечивающий возможность спуска в эксплуатационную колонну скважин и высокая прочность, позволяющая использование в качестве подъемников в скважинах больших глубин при различных способах эксплуатации.

Новым стандартом ГОСТ Р 52203-2004 «Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним», введенному в 2004 году, предусмотрено изготовление насосно-компрессорных труб двух типов - бесшовных и электросварных прямошовных - следующих конструкций:

- труб без резьбы - **Н**;
- труб гладких с треугольной резьбой и муфтой - **Г**;
- труб с высаженными наружу концами и муфтами с треугольной резьбой – **В**;
- труб гладких и с высаженными концами и муфтами с треугольной резьбой и с уплотнительными кольцами из неметаллических материалов – **ПВ** и **ПГ**;
- труб гладких высокогерметичных с трапецеидальной резьбой и муфтой - **Т**;
- труб высокогерметичных безмуфтовых с высаженными наружу концами и с трапецеидальной резьбой **Б**.

Все трубы изготавливают в двух исполнениях: обычном – **Б** и повышенной прочности – **А**.

Трубы с высаженными наружу концами имеют утолщения в местах нарезки под муфтовые соединения и прочность их в резьбовой части равна прочности в любом сечении трубы.

В настоящее время выпускают бесшовные (цельнотянутые) НКТ следующих условных (наружных) диаметров, мм: гладкие – 48, 60, 73, 89, 102, 114 и с высаженными наружу концами – 33, 42, 48, 60, 73, 89, 102, 114 с толщиной стенок от 4 до 7 мм.

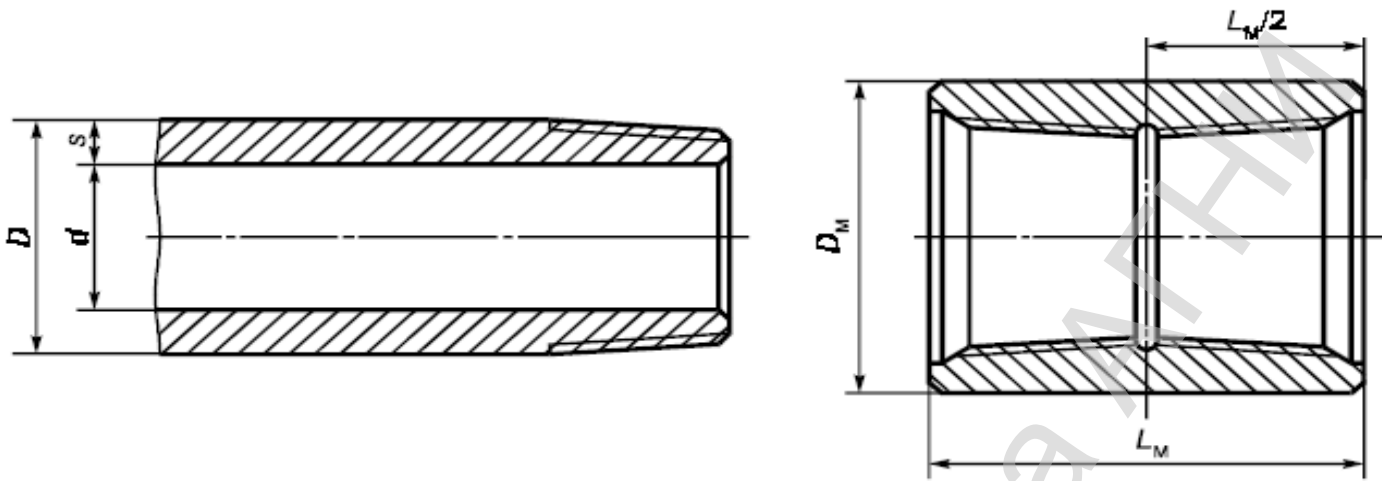


Рисунок 4.1 – Гладкая труба с треугольной резьбой и муфта

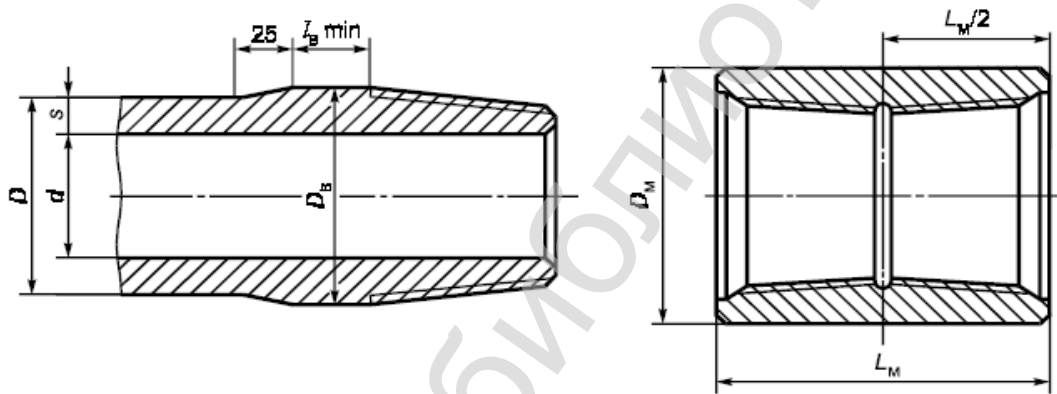


Рисунок 4.2 – Труба с высажеными наружу концами с треугольной резьбой и муфта

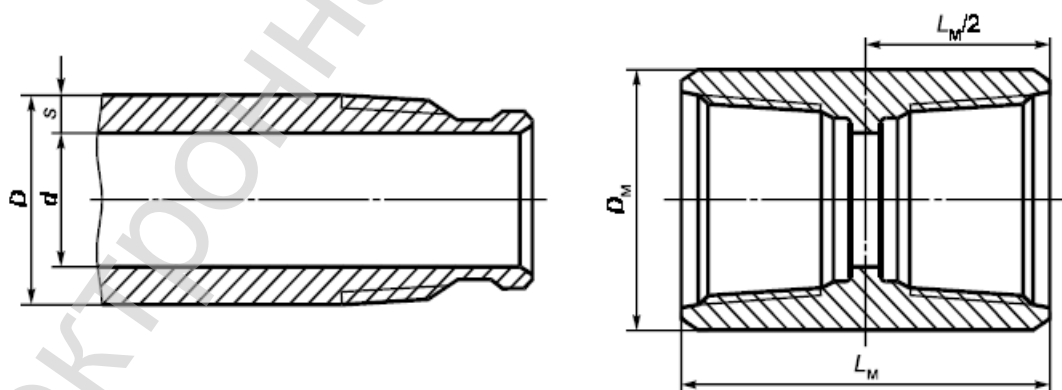


Рисунок 4.3 – Гладкая высокогерметичная труба с трапецидальной резьбой и муфта

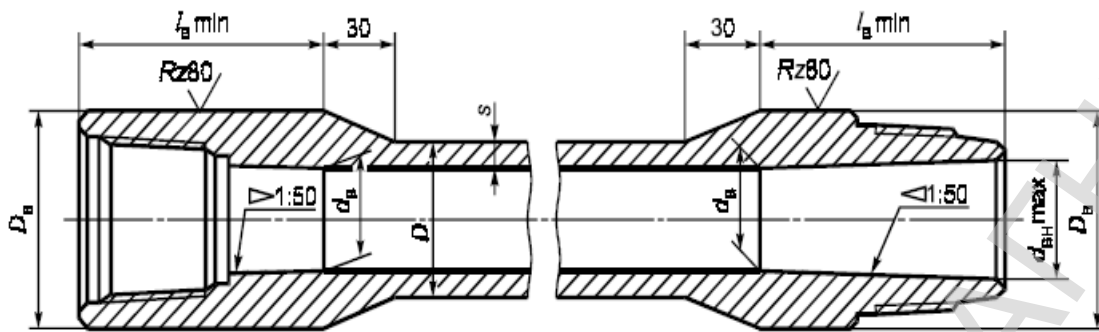
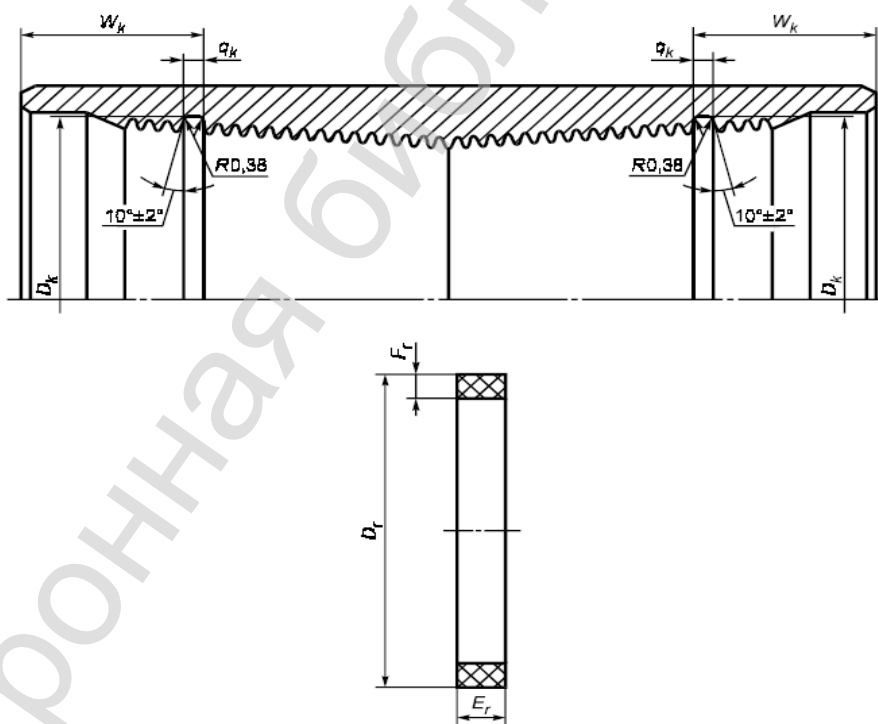


Рисунок 4. 4 – Высокогерметичная безмуфтовая труба с высаженными наружу концами и трапецидальной резьбой

Трубы с гладкими концами имеют постоянный диаметр по длине. Они неравнопрочны, т.к. в местах нарезки под муфтовые соединения они несколько ослаблены и прочность их в резьбовой части составляет 75-80% прочности тела трубы [8].



D_r – наружный диаметр уплотнительного кольца; F_r – высота; E_r – толщина; W_k – расстояние от торца муфты до плоскости окончания проточки; D_k – диаметр проточки; q_k – ширина проточки

Рисунок 4.5 – Муфта с уплотнительным кольцом из неметаллического материала для гладких труб и труб с высаженными концами

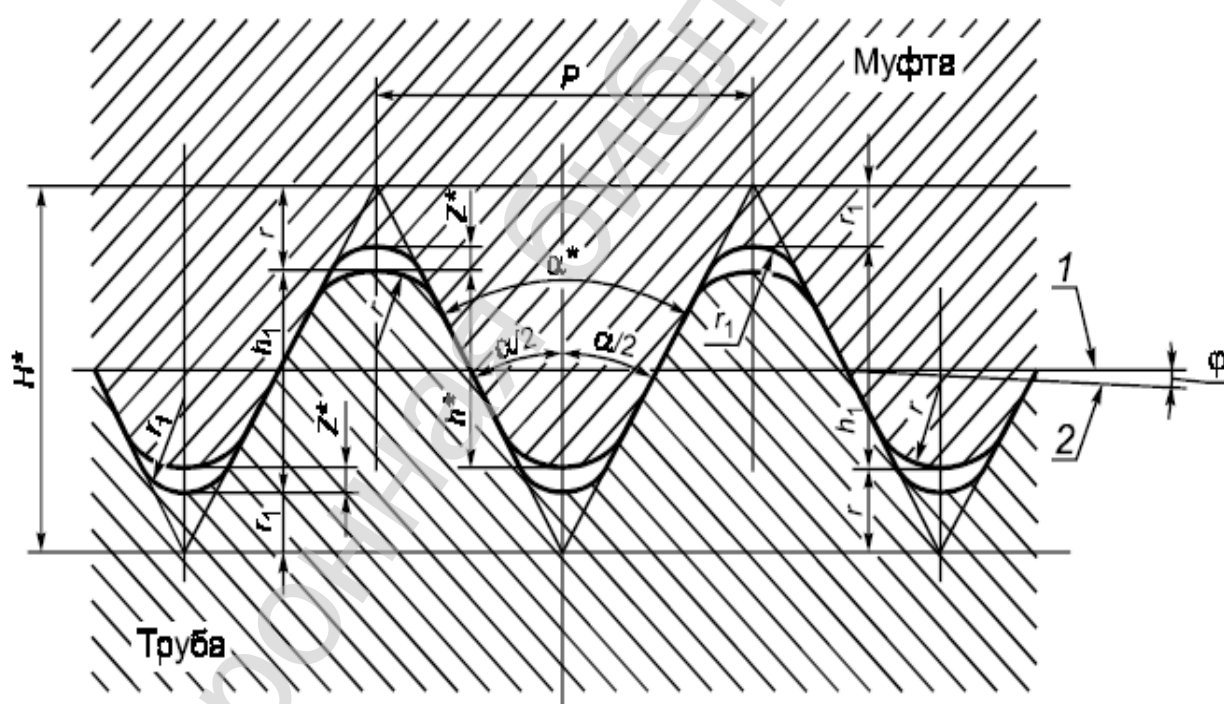
По длине трубы подразделяют на две группы:

1 группа – от 6,1 до 7,3 м;

2 группа – от 8,5 до 10 м.

Длину трубы определяют расстоянием между ее торцами, а при наличии муфты – расстоянием от свободного торца муфты до конца сбега резьбы ниппельной части. При этом концом сбега резьбы на трубе считают конец плавно исчезающей нитки резьбы. Положение муфты на трубе при её свинчивании характеризуют натягом A , представляющим собой расстояние от конца сбега резьбы на трубе до торца муфты.

Давно сложившаяся особенность материала труб нефтяного сортамента, в т.ч. НКТ, заключается в том, что вместо привычных марок сталей здесь применяют группы прочности сталей, для которых стандарт не регламентирует химический состав, а задает только минимальное значение прочностных показателей. Единственное, что оговаривается стандартом – предельное содержание серы, фосфора (не более чем по 0,045%) и мышьяка (не более 0,15%). По механической прочности трубы НКТ и муфты к ним выпускают из сталей шести групп прочности: Д, К, Е, Л, М, Р (Прил.3, табл 1.)



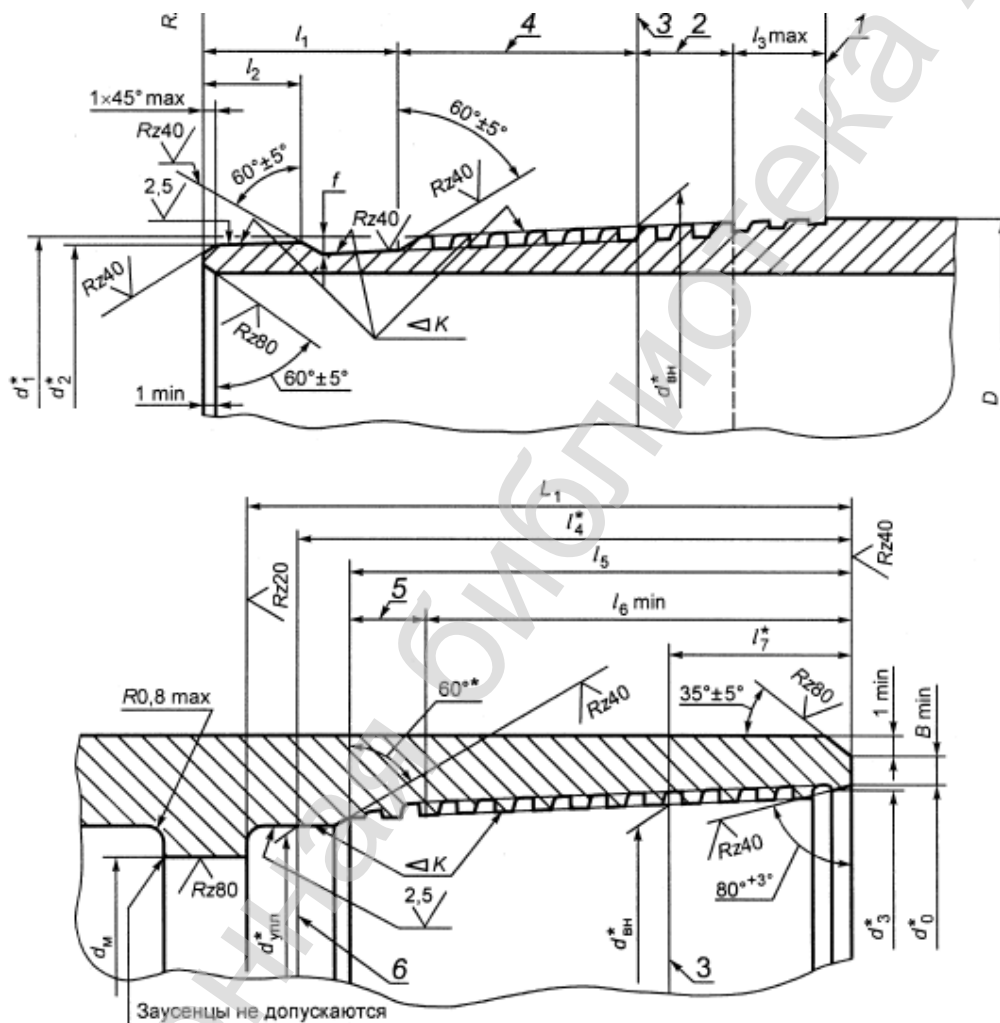
1- линия параллельная оси резьбы трубы или муфты; 2 - линия среднего диаметра резьбы трубы или муфты

Рисунок 4.6 - Форма профиля резьбы гладких труб и труб с высаженными наружу концами и муфт к ним

Применяемая конструкция резьбового соединения в НКТ- специальная треугольная коническая резьба с углом профиля 60^0 и конусностью 1:16

(рис.4.6) Радиус закругления вершин профиля r выполняют несколько большим, чем радиус впадин r_1 для обеспечения соприкосновения боковых поверхностей витков резьбы. Преимущества такой резьбы заключаются в следующем:

- возможности обеспечения герметичности без уплотняющих средств;
- возможности ликвидации в резьбе зазоров;
- в более равномерном распределении нагрузки;
- сокращении времени на сборку – разборку.



1-конец сбега резьбы; 2-нити резьбы со срезанными вершинами; 3- основная плоскость резьбы трубы или муфты; 4 – длина резьбы с полным профилем; 5- сбега резьбы; 6- расчетная плоскость

Рисунок 4.7 – Размеры резьбовых соединений гладких высокогерметичных труб с трапецидальной резьбой и муфт к ним

Муфтовые соединения высокогерметичных гладких труб Т обеспечивают герметичность соединений при давлении газа до 50 МПа, прочность соединений достигает 90% прочности по телу трубы [8].

С целью предотвращения отложения парафина и солей на трубах, а также для защиты от коррозии используют насосно-компрессорные трубы с внутренним полимерным покрытием (НКТП). Перспективы применения НКТП, в которых металлическая основа сочетается с поверхностным полимерным слоем, обусловлены тем, что металлическая основа обеспечивает требуемые прочностные и объемные свойства тела трубы, а полимерное покрытие – необходимые свойства внутреннего поверхностного слоя. Внутреннее покрытие позволяет снизить скорость отложения парафинов и неорганических солей, повышает пропускную способность труб до 10% из-за малых гидравлических сопротивлений потоку жидкости. Эффективность работы и срок службы НКТП значительно зависят от качества полимерного покрытия, которое должно одновременно защищать металл трубы от коррозионного разрушения, гидро- и газоабразивного изнашивания, предотвращать образование отложений асфальтопарафинов и солей, снижать гидравлическое сопротивление за счет уменьшения шероховатости внутренней поверхности НКТ. Понятно, что выполнение полимерным покрытием тех или иных функций, а также обеспечение требуемого сопротивления внешним воздействиям обусловлены способом добычи нефти и газа. Наиболее эффективно использование труб с покрытием в скважинах, оборудованных электроцентробежными насосами, в которых отложение парафина уменьшается в 2 раза и более. Слабым местом колонн НКТП являются соединения труб с муфтами, как наименее защищенные участки, а так же защита труб от коррозии в сероводородосодержащей среде.

Трубы с внутренним полимерным покрытием изготавливают по ТУ 1327-023-43826012-01 двух вариантов:

- по внутренней поверхности трубы, торцевых частях и первых двух-трех витках резьбы (исполнение А);
- только по внутренней поверхности трубы (исполнение Б).

Вариант исполнения покрытия обозначается после аббревиатуры НКТП (прил.3), в отличие вариантов А и Б точности и качества изготовления стальных труб, указываемых в маркировке завода-изготовителя после обозначения ГОСТ.

У муфт - для труб исполнения А - резьба покрывается только на расстоянии 8-12 витков в центральной ее части (т.е. 4-6 витков с каждой стороны от центра) специальным эластичным составом «Каплин гард», что позволяет при свинчивании достичь защиты, как внутренней поверхности трубы, так и резьбовой части муфтового соединения. По некоторым данным, применяемые на данном этапе полимерные покрытия обеспечивают снижение гидравлических сопротивлений потоку на 20 – 30 %.

Полимерное покрытие имеет невысокую термостойкость, что необходимо учитывать при эксплуатации. Температурные режимы эксплуатации насосно-компрессорных труб с полимерными покрытиями колеблются от 60⁰С до 120⁰С.

Применение НКТ, покрытых стеклом, ограничено образованием микро-трещин при нанесении покрытия, что вызывает возникновение очагов коррозии металла и местного отложения парафина. В настоящее время испытывают технологии уменьшающие трещинообразование. Кроме того, из-за различных модулей упругости металла ($0,21 \cdot 10^6$ МПа) и стекла ($0,057 \cdot 10^6$ МПа) слой покрытия разрушается при растяжении труб.

На сегодняшний день стандартами, определяющими требуемое качество НКТ, не предусмотрены показатели, обуславливающие их сопротивление коррозионному разрушению, статической и циклической усталости в рабочей среде, коррозионно-механическому изнашиванию, образованию на внутренней поверхности труб твердых отложений парафинов и солей. Стандарт на насосно-компрессорные трубы API SPEC 5 CT (США), в дополнение к отечественным, содержит только показатель качества, характеризующий сопротивление НКТ сульфидному растрескиванию, т.е. статической усталости при наводороживании.

Для обеспечения требуемого качества НКТ и наименьшей себестоимости в течение планируемого срока их службы некоторые авторы (РГУ нефти и газа им.И.М.Губкина) предлагают использовать дополнительные показатели качества труб с учетом основных видов разрушений, присущих различным видам добычи нефти и газа.

В зависимости от специфики условий эксплуатации для НКТ они рекомендуют определенные показатели качества, которые можно разделить на две группы включающие:

- объемные характеристики тела НКТ;
- свойства поверхностного слоя внутренней полости труб.

К первой группе относят следующие показатели:

- соответствие физико-механических свойств тела НКТ нормированной группе прочности по ГОСТ Р 52203-2004;
- расстояние между параллельными плоскостями после сжатия;
- время до разрушения при заданном напряжении: число циклов до разрушения при заданном максимальном напряжении;
- отсутствие утечек при заданном давлении.

Ко второй:

- скорость коррозии металла;
- краевой угол смачивания;
- скорость газообразного или гидрообразного изнашивания;
- интенсивность изнашивания в паре трения с муфтой и центратором колонны насосных штанг;
- средняя высота микронеровностей.

Применение дифференцированного подхода к показателям качества НКТ позволит создать оптимальную многослойную конструкцию НКТ, с требуемым изменением свойств по толщине на основе использования для их изготовления биметаллов, металлополимерных материалов и др.

4.2. Эксплуатация насосно-компрессорных труб

Опыт длительной эксплуатации колонн НКТ при различных способах добычи нефти и газа позволил выявить основные факторы, отрицательно влияющие на эффективность их работы и срок службы. Определяющими при этом являются:

- образование твердых отложений парафинов и минеральных солей на внутренней поверхности колонн НКТ, что уменьшает диаметр проходного сечения колонны НКТ и, как следствие, дебиты добывающих скважин;
- нарушение герметичности резьбовых соединений труб, приводящей к утечкам добываемой жидкости.

По данным промышленной статистики доступной на сегодняшний день [6], количество аварий с НКТ в ряде случаев достигает 80% от общего числа аварий скважинного оборудования. При этом затраты на ликвидацию неблагоприятных последствий разрушений составляет до 30% от затрат на добычу нефти и газа. Так крупные российские компании тратят ежегодно до 35-40 млн.\$ на закупку новых НКТ и более 13-15 млн.\$ на ремонт используемого фонда труб.

Наиболее распространенными видами отказов колонны НКТ, вызвавших аварии являются:

- разрушение и износ резьбового соединения трубы – до 60%;
- разрушение тела трубы – до 12%;
- разрушения по телу муфты – до 11%;
- обрывы подвесного патрубка или переводника – 8%;
- отложение смол, парафина и т.п. – 10%;
- прочие отказы – 7%.

Причины ограниченного срока службы колонны НКТ существенно зависят от способа добычи нефти и газа и влияния различных факторов: способа эксплуатации, характеристики пластовой и добываемой жидкости, видов технологических работ, проводимых в скважине. Как видно из вышесказанного, в большинстве случаев «доминирующими» причинами отказов являются разрушения и износ резьбовых соединений, хотя не менее злободневны коррозионные и усталостные повреждения труб.

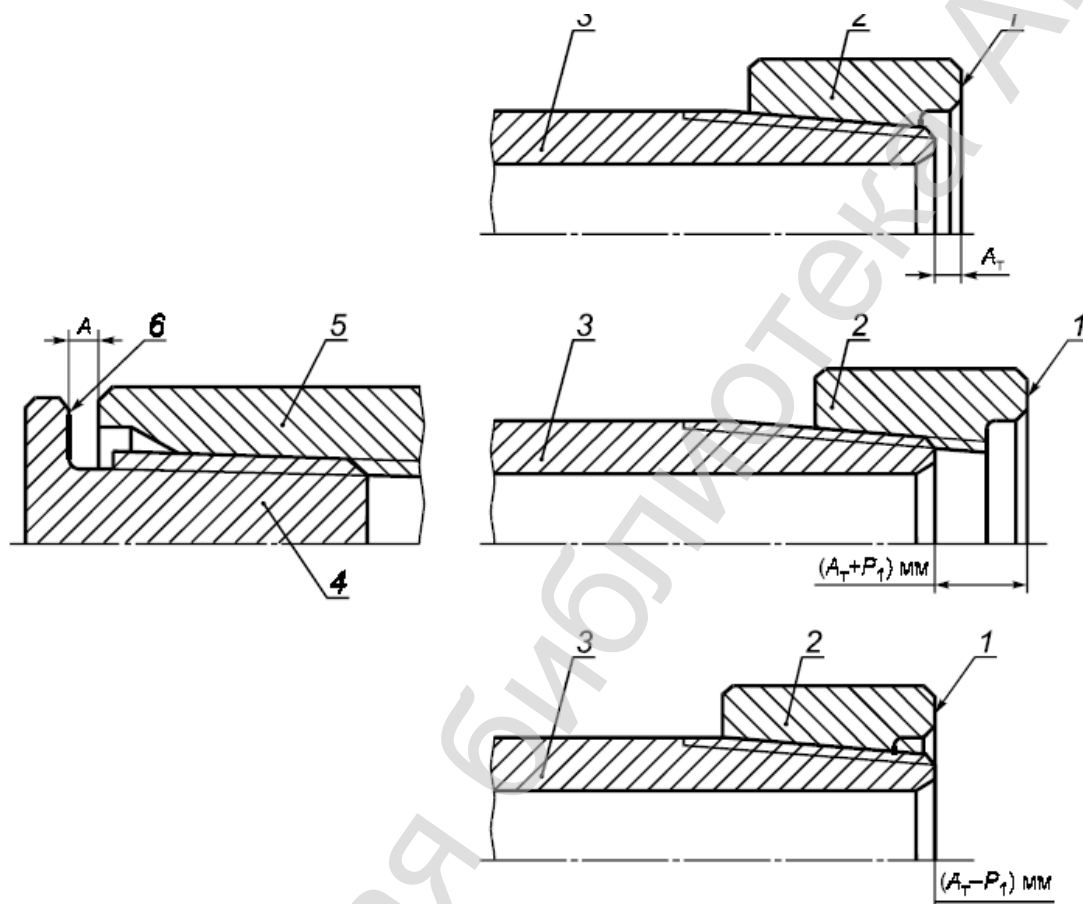
В скважинах, эксплуатируемых установками скважинных штанговых насосов, ограниченный срок службы обусловлен следующими факторами:

- коррозией, уменьшающей толщину стенки НКТ;
- циклической и статической усталостью;
- коррозийно-механическим изнашиванием, из-за трения штанговых муфт и центраторов колонны насосных штанг о внутреннюю поверхность НКТ.

Вследствие воздействия этих факторов возникают различные неисправности тела трубы – свищи, изломы или разрывы. Преобладающим видом разрушения НКТ в этом случае является коррозионно-механическое изнашивание, значительно проявляющееся в наклонно направленных скважинах.

При эксплуатации нефтяных скважин, продукция которых содержит сероводород и другие агрессивные вещества, трубы подвергаются сульфидному

коррозионному растрескиванию под напряжением. Для исключения указанного вида разрушения осуществляют выбор марок труб и расчет лифтовых колонн с учетом опасности его проявления [18]. В общем случае в таких скважинах (среднего и нижнего карбона) исключают применение НКТ с высокими пределами текучести из-за повышенной склонности к сульфидному растрескиванию



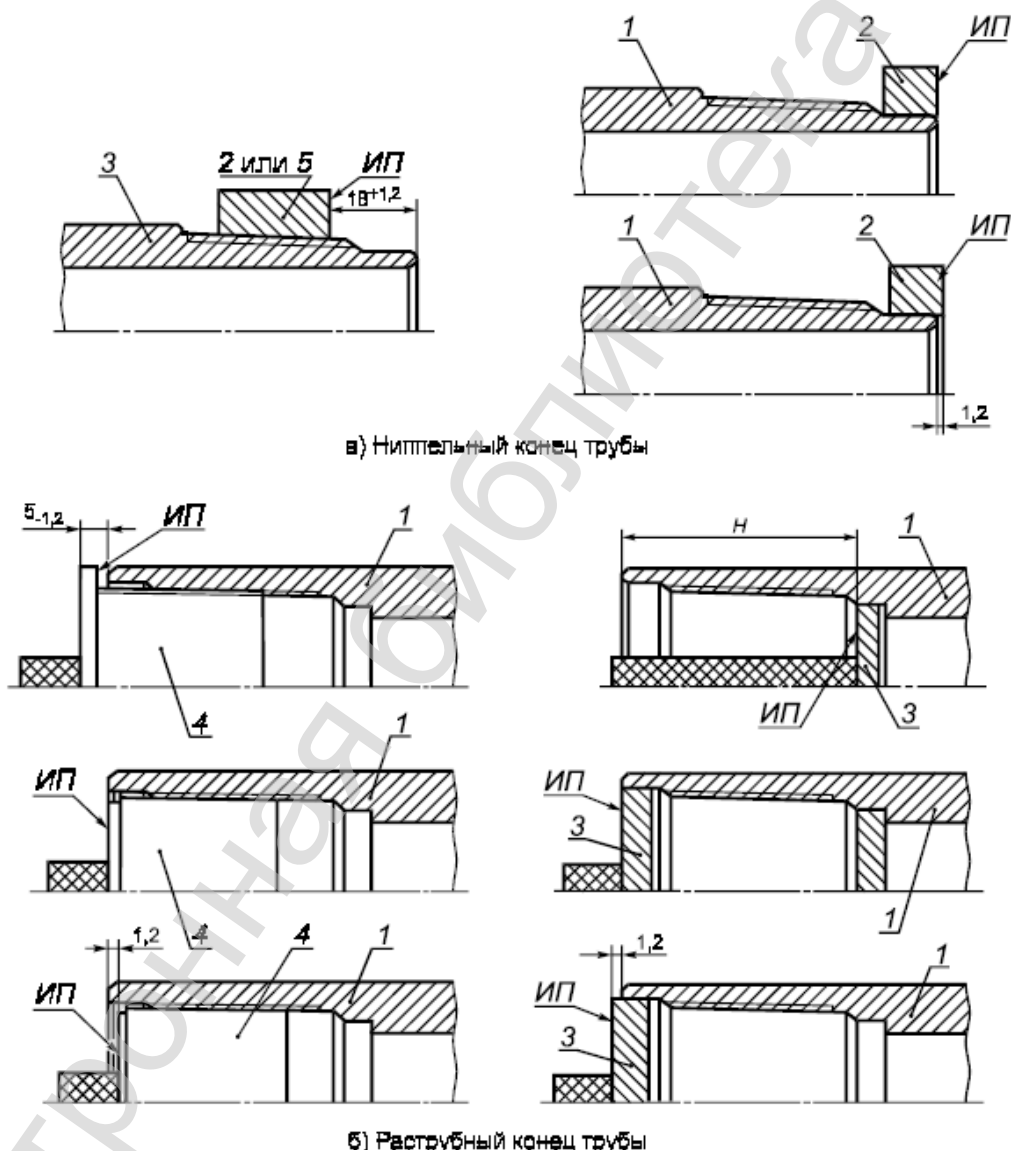
1- измерительная плоскость резьбового калибра-кольца; 2 – резьбовой калибр-кольцо; 3 – труба; 4- резьбовой калибр- пробка; 5- муфта; 6- измерительная плоскость резьбового калибра- пробки; A - расстояние от торца муфты до конца сбега резьбы на трубе при свинчивании вручную (натяг); P_1 - предельное отклонение, соответствующее шагу резьбы

Рисунок 4. 8 – Схема определения натяга резьбы гладких труб и труб с высажеными наружу концами и муфт к ним

Визуальный осмотр внешнего вида тела трубы и муфты, которому подвергают каждое изделие партии. При этом устанавливают геометрические размеры, внутренний диаметр, общую изогнутость труб, величину выявленных дефектов.

Проверку размеров резьбовых соединений труб и муфт производят при помощи специальных приборов и универсальных измерительных средств. При этом соосность резьбовых соединений проверяют не менее, чем у 1% муфт каждой партии, качество сопряжения торцов труб типа Т и упрочненного уступа муфты - у каждой трубы.

Проверку натяга резьбового соединения каждой трубы и муфты осуществляют при помощи калибров с треугольной или трапецеидальной резьбой.



1-конец трубы Б; 2 – гладкий калибр-кольцо; 3 –гладкий калибр-пробка; 4 – резьбовой калибр-пробка; 5 – резьбовой калибр-кольцо; ИП – измерительная плоскость калибра

Рисунок 4.9 – Схема определения натяга резьбы высокогерметичных безмуфтовых труб с высаженными наружу концами и трапецеидальной резьбой

Процесс эксплуатации НКТ включает:

- приемку, хранение, транспортирование труб;
- учёт работы и движения парка труб;
- проверку качества, подготовку труб и СПО;
- непосредственно эксплуатацию труб;
- отбраковку и списание труб.

Учету подвергают весь парк НКТ, находящихся в эксплуатации, ремонте и хранении, для чего на предприятиях ведут инвентарные карточки по каждому диаметру труб.

Приемку НКТ осуществляют партиями, состоящими из труб одного типа и условного диаметра, одной толщины стенки и группы прочности, по сопроводительным документам, удостоверяющим комплектность и качество, поставляемых труб. В документах указывают полную информацию: условный диаметр, длину труб, толщина стенки, группу прочности, тип резьбового соединения, номера плавки, общую массу, содержание фосфора и серы, результаты испытаний и т.д. Объем партии может составлять 60 т или 500 шт.

В процессе приёмки и подготовки труб к эксплуатации, в соответствии с нормативно-технической документацией, на трубных базах осуществляют входной контроль, включающий в себя следующие операции.

Натяг должен соответствовать требованиям стандарта. Определяют его как расстояние между измерительной плоскостью калибра и торцом трубы или муфты при помощи универсальных измерительных средств.

Все трубы кроме труб типа Б, снабжаются муфтами, навинчиваемыми на один из концов труб. Перед свинчиванием на заводе-изготовителе их резьбу покрывают смазкой для обеспечения герметичности соединения и предохранения резьбы от задиров и коррозии. В дальнейшем перед каждой сборкой на резьбовое соединение наносят смазочный материал.

Требования, предъявляемые при эксплуатации к резьбе, следующие: резьба труб и муфт должна быть гладкой, без заусенцев, рваных и других дефектов, нарушающих их непрерывность и прочность, а также герметичность соединения.

Перед спуском труб в скважину тщательно очищают резьбу ниппеля и муфты, ранее спущенной трубы, специальной щеткой и наносят смазку (Р-402, Р-2, УСсА). Чаще всего для обеспечения герметичности резьбовых соединений применяют графитную смазку УСсА или уплотнители типа ленты ФУМ.

Используют следующие составы графитовых смазок:

- графитовый порошок (15%), технический жир (75 %) и машинное масло (10 %);
- графитовый порошок (10 %), солидол (70-80%), соляровое масло (10-20 %).

Все трубы перед спуском в скважину проверяют цилиндрической оправкой (шаблоном) длиной 1250 м. Наружный диаметр шаблона стандартизован для каждого условного диаметра трубы и толщины стенки (прил.3). Например, для труб диаметром 73 мм с толщиной стенки 5,5 мм, наружный диаметр шаблона — 59,6 мм, для толщины стенки 7 мм — 56,6 мм. Для труб диаметром 60 мм

наружный диаметр шаблона — 47,9 мм. При задержке шаблона труба отправляется в брак.

При приемке труб (для перевозки или хранения) проверяют целостность защитного покрытия и состояние резьбы, наличие на резьбовых концах антикоррозионной смазки и предохранительных колец. НКТ упаковывают в пакеты при помощи тросовых стяжек, без ударов укладывают на стеллажи.

4.3. Транспортирование и хранение

Перед погрузкой в транспортное средство проверяют защищенность резьбовых концов труб, муфт и замков. Защитные детали (кольца или защитные колпачки) должны выступать за края торцов труб, муфт и замков не менее чем на 10 мм.

При погрузочно–разгрузочных работах и транспортировке не допускают удары труб о металлические части транспортных средств или друг о друга.

Каждый технологический комплект труб должен иметь сопроводительную документацию (паспорт).

Транспортировку труб осуществляют любым видом транспорта, специально оборудованным для этих целей.

Перевозку труб автомобильным транспортом производят на специально оборудованных для этих целей трубовозах, прицепах, санях, обеспечивающих механизированную погрузку и выгрузку труб. При этом для захвата используют специальные клещи, траверсы или стропы. Укладку труб производят в несколько рядов муфтами в одну сторону, не допуская свешивания за пределы транспортного средства более чем на 1 м.

По окончании погрузки на транспортное средство, трубы надежно закрепляют, при этом закрытие боковых стоек обеспечивает дополнительную надежность крепления.

Перед выгрузкой (до открытия стоек) проверяют крепление труб. При ручной выгрузке трубы скатывают по накатам, предохраняя их от самопроизвольного раскатывания. Если трубы выгружают непосредственно на скважине, их укладывают на стеллажи рядами, муфтами к устью скважины. При этом между рядами устанавливают не менее трех деревянных или металлических прокладок.

Технологические комплекты насосно-компрессорных труб хранят в складских помещениях на стеллажах под навесами, а при их отсутствии на специально подготовленных открытых площадках с навесами. Высота стеллажей должна быть не менее 35 см от пола или земли. Укладку осуществляют рядами, между которыми над опорами стеллажа перпендикулярно к оси труб устанавливают деревянные или металлические прокладки для предотвращения прогиба труб. Толщина (высота) прокладок должна быть такой, чтобы муфты (замки) труб не касались друг друга.

Трубы, бывшие в эксплуатации, перед хранением очищают от грязи, резьбы смазывают антикоррозионной смазкой и защищают предохранительными деталями.

4.4. Технологические схемы ремонта НКТ

Установление пригодности отработавших НКТ к дальнейшей эксплуатации или необходимости ремонта (разбраковка НКТ) осуществляется после предварительной очистки от грязи и отложений.

Визуальным осмотр позволяет выявить наличие на поверхности НКТ повреждений резьбы, плён, сквозных свищей, трещин, вмятин, глубоких рисок или надрезов, дефектов резьбы, отложений парафина и солей.

Технологическая схема ремонта НКТ представлена на рис.3.14.

Трубы НКТ, поступившие в цех на ремонт, подвергаются очистке и мойке на специальной моечной установке. Наружная поверхность трубы подвергается мойке водой, подогретой до температуры 90 °С и очистке механическими щетками. Внутренняя поверхность трубы подвергается мойке горячей водой, подаваемой под давлением внутрь трубы. Для повышения эффективности внутренней мойки внутрь трубы, одновременно с подачей моющей жидкости, подается периодически порциями сжатый воздух.

Ремонт труб производят в специализированных сервисных центрах нефтегазодобывающих предприятий, что позволяет увеличить работоспособность НКТ и снизить их аварийность.

Существуют различные технологические схемы ремонта НКТ. Вне зависимости от применяемой схемы основные этапы процесса ремонта схожи.

К подготовительным работам перед ремонтом относят очистку, мойку и дефектовку труб, включающую в себя визуальное выявление дефектов и контрольно-сортировочные работы с помощью универсальных мерительных инструментов (калибров, шаблонов и т. п.).

Контрольно-сортировочные работы подразделяют:

- визуальное выявление дефектов;
- инструментальное - выявление дефектов с помощью измерительных инструментов (калибров, шаблонов и т. п.) или приборов дефектоскопии (ультразвуковой, индукционной и др.).

Визуальным осмотр позволяет выявить наличие на поверхности НКТ повреждений резьбы, плён, сквозных свищей, трещин, вмятин, глубоких рисок или надрезов, отложений парафина и солей.

С помощью универсальных измерительных приборов проверяют отклонения по наружному диаметру, овальность труб и муфт. Резьбовыми и гладкими калибрами проверяют овальность, отклонения по конусности и натяг резьбы, при помощи шаблонов контролируют соответствие внутреннего диаметра НКТ номинальному размеру.

Дефектоскопией (ультразвуковой, индукционной) определяют внутренние, скрытые дефекты, в частности микротрещины, расслоение и др. В процессе разбраковки трубы НКТ разделяют на две группы:

- с устранимыми дефектами;
- с неустранимыми дефектами.

Отнесение фактических дефектов НКТ и муфт к той или иной группе определяется действующей НТД.

Трубы НКТ, имеющие значительное искривление, вмятины, трещины, видимые плены, раковины и расслоения, заметную скрученность, а также другие недопустимые дефекты, обнаруженные при визуальном, инструментальном контроле и дефектоскопии, маркируют как брак для списания. Трубы НКТ, имеющие устранимые дефекты, направляются на ремонт. Ремонт осуществляется, как правило, на трубной базе.

Очистку и мойку труб, осуществляют на специально оборудованных участках цеха в моечных установках. Мойку внешней и внутренней поверхности труб производят горячей водой 90⁰С с добавками специальных моющих средств, с последующей очисткой наружной поверхности металлическими щетками. В некоторых схемах для повышения эффективности внутренней мойки предусмотрена одновременная подача моющей жидкости и периодическая подача порций сжатого воздуха. Очистку резьбы труб и муфт производят при помощи специального приспособления со сменными щетками.

Очищенные НКТ с устранимыми дефектами сортируют и складывают по диаметрам и группам прочности стали, а затем осматривают для определения вида и объема ремонта каждой трубы по следующим признакам:

- сорвана, промыта или повреждена резьба трубы;
- муфта значительно деформирована или резьба муфты повреждена;
- искривлена труба;
- износ поверхности трубы или муфты;
- отдельные дефекты в виде плен, закатов, рисок, вырывов и др.

Трубы, имеющие значительное искривление, вмятины, трещины, видимые плены, раковины и расслоения, заметную скрученность, а также другие недопустимые дефекты, обнаруженные при визуальном, инструментальном контроле маркируют как брак для списания, имеющие устранимые дефекты, направляют на ремонт.

Общую изогнутость трубы проверяют шаблоном определенного диаметра (прил. 3) и длиной 1250мм. На концевых участках трубы, равных 1/3 длины трубы, допускается изогнутость не более 1мм на 1м длины.

Наиболее традиционная технологическая схема ремонта НКТ представлена на рис. 4.10.

Данная технология имеет существенные недостатки:

- отсутствуют операции неразрушающего контроля тела трубы (выявления дефектов произвольной ориентации и локации, измерения толщины стенок, изменения физико-химических характеристик металла и др.);

-существует субъективный фактор недостоверного ручного контроля геометрии резьбы ниппеля и муфты измерением лишь конусности резьбы, а не натягов с помощью гладких калибров;

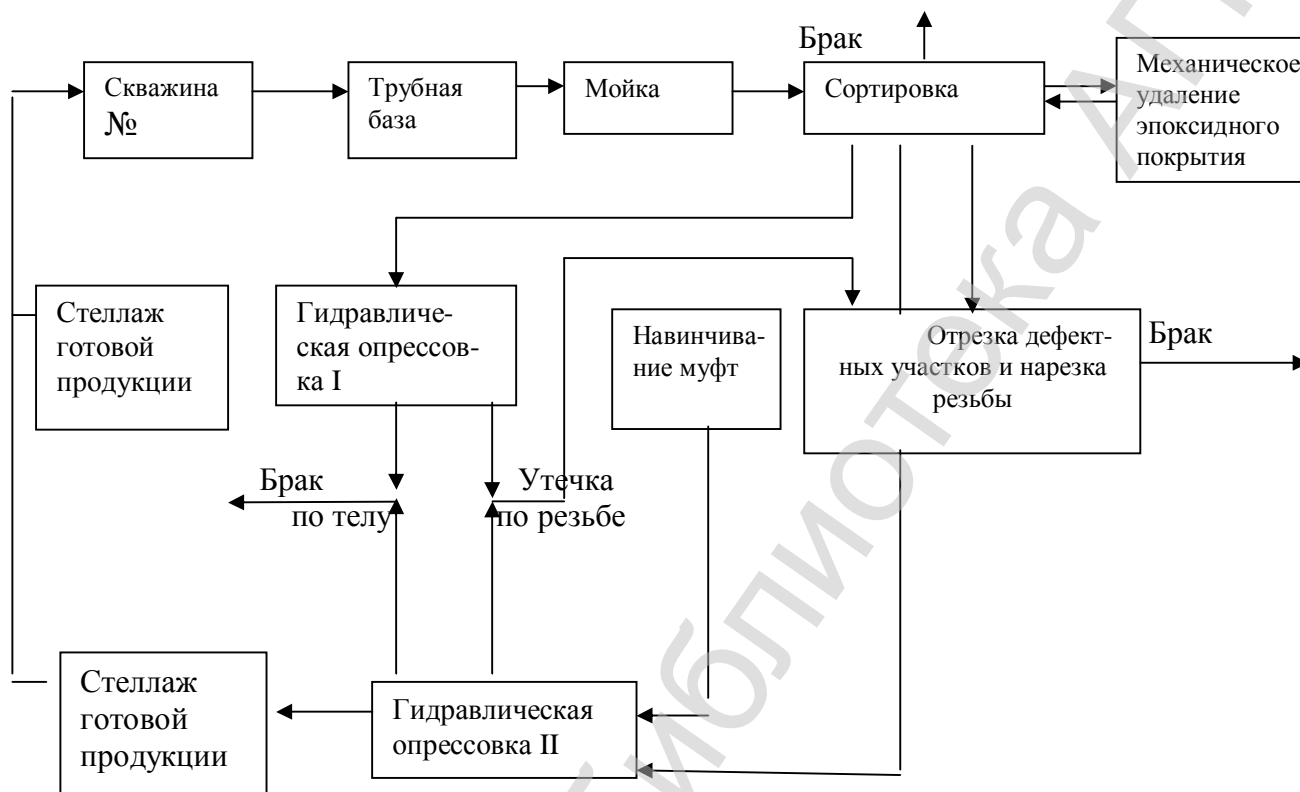


Рисунок 4.10 - Схема ремонта НКТ

- отсутствуют средства маркировки и паспортизации труб;
- технологическое оборудование не связано в единую цепочку - меж-операционное перемещение труб проводится пачками с помощью тельфера или штанговоза;
- ограниченная производительность ремонта - не более 90 НКТ в смену;
- невысокий уровень автоматизации ремонта и др.

Традиционная технология ремонта сводится в основном к отрезанию резьбовых концов и нарезанию новой резьбы, что экономически убыточно (после трех-четырех ремонтов стоимость трубы увеличивается вдвое, срок службы сокращается в четыре раза, так как из-за уменьшения длины до 5,0 - 5,5 метров труба выбраковывается). Поэтому с экономической точки зрения проводить ремонт по традиционной технологической схеме нецелесообразно - эффективнее заменять дефектные трубы новыми НКТ, а использованные утилизировать.

Сегодня происходит большинство предприятий перешло на усовершенствованные технологии ремонта, направленные на общее повышение ресурса трубы, в том числе и по сравнению с новыми НКТ заводской поставки. Здесь можно отметить применение следующих операций:

- отвинчивание и навинчивание муфт на специализированном оборудовании, не допускающем повреждений поверхности НКТ и муфты;
- применение комбинированных методов диагностики тела и резьбовых соединений трубы и муфты;
- автоматический оптический предварительный контроль состояния резьбы и участков тела трубы под резьбой, дополненный ручным контролем дефектов под резьбой;
- нарезку резьбы в автоматическом режиме на станках с ЧПУ на участке оборудованном устройством для автоматической блокировки работы станков в случае выпуска брака;
- термоабразивной очистки внутренней поверхности труб;
- пластическое восстановление и упрочнение резьбы труб и муфт с автоматической блокировкой работы участка в случае выпуска брака;
- нанесение антизадирных и герметизирующих покрытий на резьбу и пассивирующих специализированных антикоррозийных покрытий на поверхности НКТ ;
- опрессовку труб давлением до 30 (70) МПа, совмещенную с акусто - эмиссионным контролем и др.

Термоабразивная очистка внутренней поверхности труб производится для удаления продуктов коррозии, отложения солей, затвердевших нефтепродуктов, нарушенных антикоррозионных покрытий и других загрязнений. То процесс осуществляют на специальной установке, включающей в себя системы подачи воздуха, топлива, абразива и предназначенной для продольного перемещения термоабразивного аппарата (ТАА) в очищаемой трубе. Установка состоит из бункера для абразива, топливного бака, опоры штанги с ТАА, воздушного коллектора и механизма подачи штанги. Внутри штанги, состоящей из жесткой и гибкой частей, расположены магистрали для топлива, воздуха и абразива. Термоабразивный аппарат крепится на конце штанги с помощью муфтовых соединений.

Очищаемая труба с приемного стеллажа устройства подается на ролики вращателя и получает вращательное движение. При включении механизма подачи штанги, термоабразивный аппарат входит внутрь очищаемой трубы. Воздух от компрессора поступает в коллектор, затем по гибким магистралям - к топливному баку. Воздушно-топливная смесь в термоабразивном аппарате воспламеняется от тепловой энергии нити накаливания свечи и начинается процесс горения. Высокотемпературные продукты сгорания топлива со сверхзвуковой скоростью истекают из сопла, подсасывая одновременно абразив за счет эффекта эжекции, и воздействуют на очищаемую поверхность трубы.

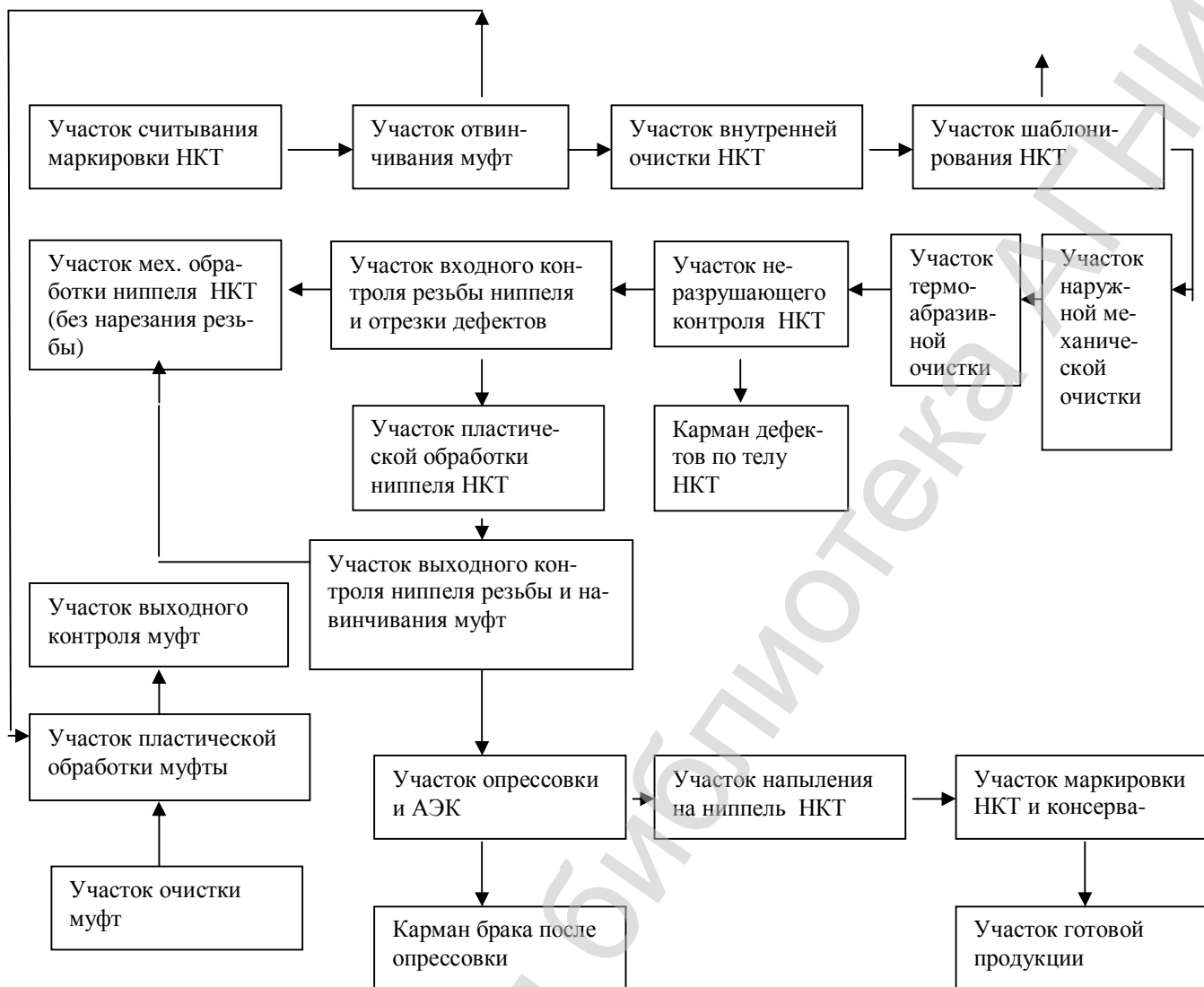


Рисунок 4.11 - Схема ремонта НКТ по современной технологии

Продукты очистки через циклон, рукавный фильтр собираются в контейнеры для отходов.

Линейная скорость движения штанги подбирается в зависимости от диаметра и характера загрязнения труб (бесступенчатое регулирование в диапазоне 0,1... 1,0 м/мин).

При осуществлении неразрушающего контроля труб и муфт применяют комбинированные методы диагностики тела и резьбовых соединений трубы и муфты в объеме и со степенью контроля, соответствующем требованиям ГОСТ Р 52203-2004 (определение наличия продольных и поперечных дефектов, определение толщины стенки, группы прочности и длины трубы). Для этого используют ультразвуковой, магнитно-индукционный, магнитопорошковый методы. Неразрушающий контроль труб на наличие продольных и поперечно-

ориентированных дефектов, а так же отклонений толщины стенки от номинальных размеров проводят методом ультразвуковой дефектоскопии. Контроль нарушений сплошности и обнаружение коррозионных питтингов осуществляют методом магнитоиндукционной дефектоскопии.

Принадлежность трубы к группе прочности устанавливают специальным определителем - сортоскопом.

Физические принципы работы определителя следующие. Известно, что прочность материала определяется как его химическим составом, так и структурой. Химический состав труб примерно постоянен и потому мало сказывается на вариации прочности. В тоже время структура металла в процессе изготовления и эксплуатации подвержена значительным изменениям. Причем определяющим для прочности является степень его зернистости. Чем меньше зернистость, тем выше его прочность (отсутствие пустот в металле).

В тоже время степень зернистости также влияет и на восприимчивость металла к магнитному полю. Наличие пустот в металле приводит к большему затуханию внешнего магнитного поля. Таким образом, между прочностью металла и затуханием магнитного поля в нем существует обратная зависимость. Эта зависимость и положена в основу работы определителя.

Работает определитель следующим образом. Труба, подлежащая определению группы прочности, двигаясь по рольгангу, проходит через катушку, возбуждаемую низкочастотным переменным напряжением от блока управления.

Проходя сквозь катушку, труба увеличивает величину ее индуктивности и соответственно реактивное сопротивление, что в свою очередь приводит к уменьшению тока. При этом более прочный металл, в силу лучшей восприимчивости к магнитному полю приводит к меньшему ослаблению магнитного поля и как следствие, к меньшему изменению индуктивности и тока через катушку.

Значение протекающего через катушку тока регистрируется в блоке управления и анализируется следующим образом. Для каждой группы прочности предварительно были проведены калибровочные испытания, в которых по образцам, с известными прочностными характеристикам, определяются граничные значения тока, протекающего через катушку. Эти граничные значения заносятся в память прибора. Измеренное значение протекающего тока через катушку с трубой внутри сравнивается с граничными значениями и при попадании значения тока в определенные выше границы, код группы запоминается в памяти и индицируется на дисплее определителя.

Опрессовку водой производят по окончании ремонтных работ с целью определения прочности тела труб и качества сборки резьбовых соединений. Продолжительность испытаний давлением каждой трубы обычно не менее 10с. Значение испытательных давлений труб приведены в приложении 3.

Рекомендуют испытательное давление равное 19,7 МПа для труб групп прочности Д_с, Д, К_с, К, и - 9,4 МПа – для труб групп прочности Е_с и выше. В

особых случаях при превышении расчетного испытательного давления более чем 68,6 МПа, разрешается испытывать трубу давлением равным расчетному, но не более чем 122,6 МПа.

В случае обнаружения труб, у которых пропуск жидкости происходит в резьбовом соединении, производят перенарезку резьбы и замены (при необходимости) муфты с последующим контрольным испытанием.

При обнаружении в теле трубы течи или запотевания трубу бракуют.

Использование современных технологий ремонта НКТ и автоматизированных комплексов технологического оборудования позволяют повысить ресурс трубы и эксплуатационный срок службы резьбового соединения в несколько раз по сравнению с новыми НКТ состояния.

Прямолинейность труб НКТ должна соответствовать требованиям ГОСТ Р 52203-2004. На концевых участках, равных одной трети длины трубы, допускается изогнутость не более 1 мм на 1 м длины. Кривизна на концевых участках трубы определяется как частное от деления стрелы прогиба (мм) на расстояние от места измерения до ближайшего конца трубы (м).

Общую кривизну труб устанавливают при помощи шаблона длиной 1250 мм, который должен свободно проходить по всей длине трубы. При искривлении выше допустимых пределов трубы подвергают правке в холодном состоянии.

Правка труб заключается в придании искривленной трубе прямолинейности методом упругопластичного изгиба в холодном состоянии. Недостатками данного метода являются возникновение остаточных напряжений, снижении пластичности труб и возврат искривленной формы при воздействии противоположных по знаку сил.

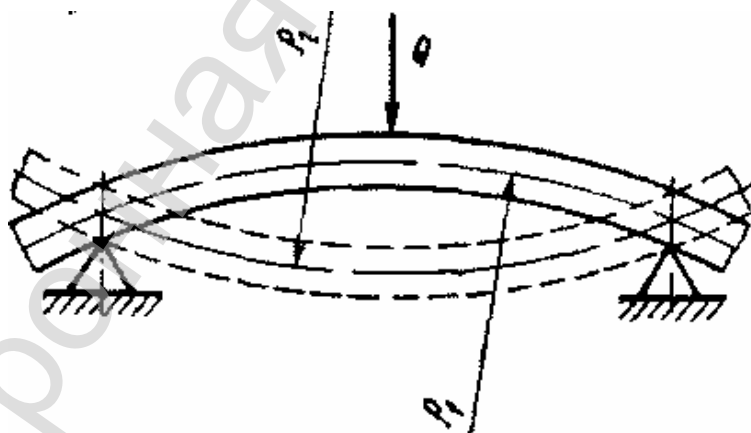


Рисунок 4.12 - Схема правки труб однократным изгибом.

Правку труб выполняют однократным или многократным изгибом. При однократном изгибе искривленный участок трубы (рис. 4.12) с радиусом кривизны r , изгибают в противоположном направлении, придавая ему некоторую обратную кривизну такого радиуса - r_2 , чтобы после некоторой выдерж-

ки и снятия внешней нагрузки Q выправляемый участок трубы принял прямолинейную форму.

При правке многократным изгибом искривленному участку трубы с первоначальной кривизной радиуса - r_0 (рис.4.13, а) придают обратную кривизну радиусом r_1 , чтобы труба получила остаточное искривление r_1' .

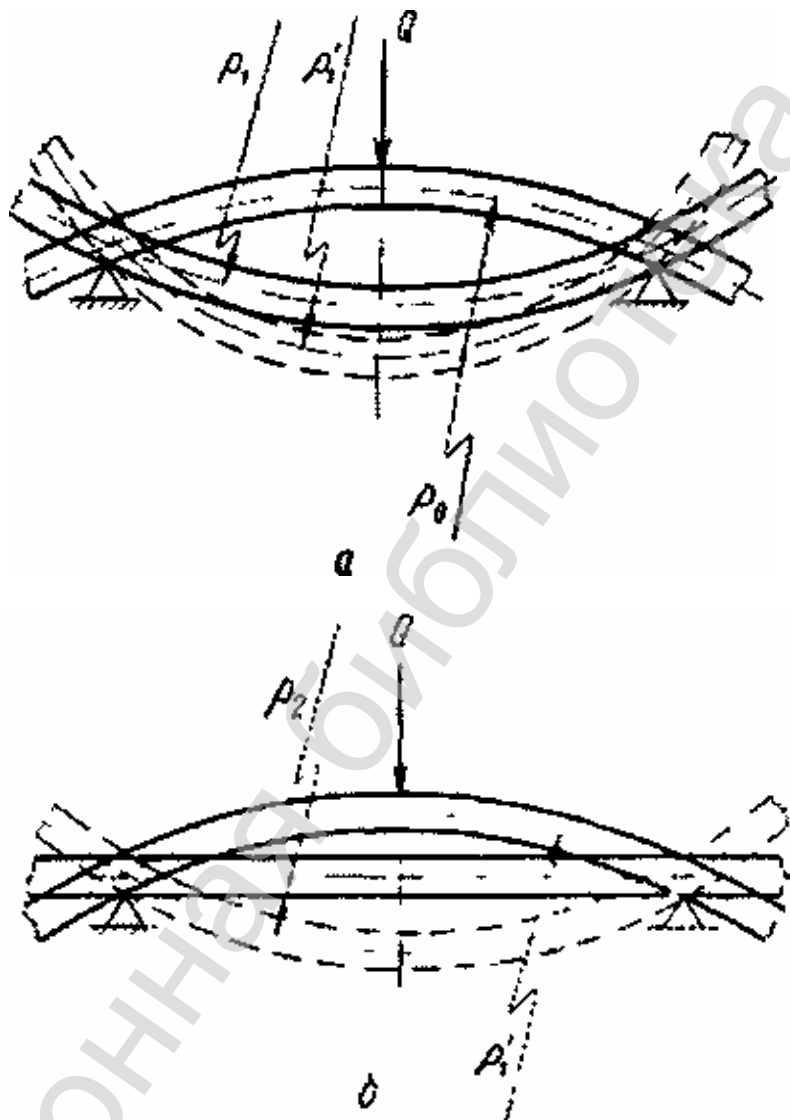


Рисунок 4.13 -. Схема правки труб многократным изгибом

Затем изогнутому участку с остаточным радиусом кривизны - r_1' (рис. 4.13,б) придается обратная кривизна радиусом r_2 , чтобы после снятия нагрузки Q труба приняла прямолинейную форму. Применение правки многократным изгибом с постепенно убывающими величинами деформации позволяет снизить недостатки правки однократным изгибом.

Правку методом однократного изгиба производят на гидравлических прессах. Трубу устанавливают на опорах станины пресса таким образом, чтобы наибольшая выпуклость оказалась под штоком. Расстояние между опорами регулируется в зависимости от диаметра и толщины стенки трубы, а также величины изогнутого участка. Штоком пресса трубе придается обратная стрела прогиба, после определенной выдержки нагрузка с трубы снимается. Правку трубы осуществляют в одной или нескольких плоскостях до полного устранения кривизны.

Усилие пресса определяется формулой

$$Q = s_t \cdot 3 \frac{16(R^3 - r^3)}{3l},$$

где s_t - предел текучести материала трубы;

l - расстояние между опорами пресса;

R - наружный радиус трубы;

r - внутренний радиус трубы, см.

Обратная стрела прогиба определяется

$$f = \frac{l^2 s_t}{2ER}$$

где, f - величина обратной стрелы прогиба;

E - модуль упругости материала трубы.

В случае износа резьбы изношенный конец трубы удаляют и нарезают новую резьбу. У труб, поступивших в ремонт, отвинчивается муфта для проверки резьб трубы и муфты. Если муфта не поддается отвинчиванию или при визуальном контроле выявляется непригодность резьбы на муфтовом или свободном конце трубы, то отрезается концевая часть трубы с непригодной резьбой.

Длина отрезаемого патрубка определяется длиной поврежденного резьбового участка, обычно находится в пределах 500-600 мм. Отрезав патрубок, необходимо проверить состояние внутреннего канала трубы и толщину стенки, которая не должна выходить за минимальные размеры, предусмотренные ГОСТ 633-80.

Патрубок отрезают на трубонарезном станке. Муфты отвинчивают на муфтонаверточных станках. Отвинченные муфты подвергают мойке, визуальному осмотру, инструментальному обмеру и дефектоскопической проверке с целью определения возможности повторного использования.

Резьба на НКТ нарезается на труборезных станках. На первой нарезанной трубе проверяют: качество поверхности, натяг по рабочему резьбовому калибру-кольцу, длина резьбы линейкой и шаг резьбовым шагометром.

На отремонтированную трубу навинчивается муфта, при этом муфта и трубы подбираются по величине натяга: на трубу с натягом по резьбе, имеющей минусовое отклонение от номинала, следует наворачивать муфту с натягом, имеющим плюсовое отклонение от номинала и наоборот.

Перед свинчиванием резьбы трубы и муфты очищают и на резьбу трубы наносится смазка, обеспечивающая герметичность соединения. Обычно применяется смазка Р-402, Р-2МВП или другая смазка.

Смазка наносится ровным тонким слоем по всей окружности резьбы не менее 2/3 ее длины. Подобранный муфта навинчивается на трубу вручную, а затем довинчивается на муфт-тонаверточном станке. При довинчивании на станке на трубе торец муфты должен совпадать с концом сбега резьбы на трубе с допустимым отклонением +1 (-1) нитка.

4.5. Гидравлические испытания труб

Отремонтированные трубы НКТ с навинченными муфтами подвергаются испытаниям внутренним гидростатическим давлением на специальной установке типа УН-700, которой можно создавать давление испытания до 70 МПа. Величину гидравлического давления вычисляют по формуле

$$P = 2SR/D$$

где S - номинальная толщина стенки, мм;

D - номинальный наружный диаметр трубы, мм;

R - допустимое напряжение, принимаемое равным $0,88 S_t$, МПа.

Испытание продолжается не менее 10 секунд, в течение которых трубы обстукиваются вблизи соединительных деталей, а трубы по стандартам АР1 - не менее 5 с. Если в трубе обнаружатся пропуски или даже потение, такие трубы бракуются. При обнаружении утечек в резьбовых соединениях муфты отвинчиваются.

Резьбы трубы и муфты подвергаются осмотру и проверке гладкими и резьбовыми калибрами. При удовлетворительных результатах проверки наносится свежая смазка, муфты навинчиваются на муфттонаверточном станке с затяжкой нормированным крутящим моментом, после чего трубы вторично испытываются.

Трубы НКТ после ремонта могут быть использованы по прямому назначению для эксплуатации скважин в том случае, если они отвечают требованиям стандарта. Если после эксплуатации и ремонта толщина стенки трубы будет меньше допустимой по ГОСТ Р 52203–2004, то трубы применяют согласно прочностным характеристикам для других целей (для изготовления фильтров, хвостовиков и т.п.).

На отремонтированные НКТ наносят маркировку светлой краской в виде поясков по окружности на расстоянии 0,3-0,4 м от муфты или муфтового конца трубы:

один пояска - на трубах, отвечающим требованиям ГОСТ Р 52203–2004;

два пояска - на трубах, которые должны применяться не по прямому назначению.

*Рекомендуемый материал плунжера ШГН
в зависимости от условий эксплуатации*

№	Материал плунжера	Условия эксплуатации
1	Углеродистая сталь	Некорродирующая неочищенная нефть без абразивных компонентов
2	Закаленная углеродистая сталь или углеродистая сталь с твердохромированным покрытием	Некорродирующая нефть с малым количеством абразива
3	Углеродистая сталь с твердосплавным покрытием	Некорродирующая нефть с повышенным содержанием абразивных компонентов
4	Углеродистая сталь, низколегированная сталь с твердохромированным покрытием	Обводненная нефть с невысокой коррозией соленой водой и небольшим содержанием абразивных компонентов
5	Углеродистая или нержавеющая сталь, углеродистая сталь с твердохромированным покрытием	Обводненная нефть с повышенной коррозией соленой водой, с абразивными компонентами
6	Углеродистая или нержавеющая сталь, углеродистая сталь с твердохромированным покрытием	Сильно обводненная нефть с повышенной коррозией соленой водой, без абразивных компонентов
7	Нержавеющая сталь с твердосплавным покрытием	Преимущественно обводненная нефть для тяжелых условий коррозии соленой водой с CO_2 и H_2S , с высоким содержанием абразивных компонентов
8	Нержавеющая сталь с глиноземистым твердым покрытием	Соленая вода с нефтью, для тяжелых условий коррозии соленой водой с CO_2 и H_2S , с высоким содержанием абразивных компонентов
9	Плунжер с уплотнительными манжетами, улучшенная углеродистая сталь	Смесь нефти и соленой воды, преимущественно абразивная, при очень низкой коррозии соленой водой
10	Плунжер с уплотнительными манжетами и опорными кольцами, нержавеющая сталь	Смесь нефти и соленой воды, преимущественно абразивная, при повышенной коррозии соленой водой
11	Плунжер с пазами для установки уплотнительных колец, улучшенная углеродистая сталь	Смесь нефти и соленой воды, преимущественно абразивная, при низкой коррозии соленой водой

Таблица 2

*Рекомендуемый материал цилиндра ШГН
в зависимости от условий эксплуатации*

Материал цилиндра ШГН	Условия эксплуатации
Углеродистая сталь с упрочнением внутренней поверхности, серый чугун	Некорродирующая неочищенная нефть без абразивных компонентов
Углеродистая сталь с термохимическим упрочнением внутренней поверхности, низколегированная сталь с термохимическим упрочнением, серый чугун	Некорродирующая обводненная нефть с многими абразивными компонентами
Углеродистая и низколегированная сталь с твердохромированным покрытием внутренней поверхности	Обводненная неочищенная нефть с невысокой коррозией соленой водой и повышенным содержанием абразивных компонентов
Закаленная нержавеющая сталь	Сильно обводненная неочищенная нефть с высокой коррозией соленой водой и небольшим содержанием абразивных компонентов
Монель – металл	Сильно обводненная неочищенная нефть с высокой для тяжелых условий коррозии соленой водой с CO ₂ и H ₂ S, без абразивных компонентов
Монель – металл сталь с твердохромированным покрытием внутренней поверхности	Сильно обводненная неочищенная нефть с высокой для тяжелых условий коррозии соленой водой с CO ₂ и H ₂ S и повышенным содержанием абразивных компонентов

Таблица 3

*Рекомендуемые сочетания материалов элементов клапана ШГН
в зависимости от характера откачиваемой среды.*

№	Материал шарика	Материал седла
1	Нержавеющая закаленная сталь	Нержавеющая закаленная сталь
2	Нержавеющая закаленная сталь	Спеченный металлопорошок
3	Нержавеющая закаленная сталь	Твердый сплав (карбид вольфрама)
4	Нержавеющая закаленная сталь	Нержавеющая закаленная сталь с кольцом из твердого сплава (карбид вольфрама)
5	Твердый сплав (карбид вольфрама)	Твердый сплав (карбид вольфрама)
6	Металлокерамика	Нержавеющая закаленная сталь с кольцом из твердого сплава (карбид вольфрама)
7	Стеллит (сплав кобальта, никеля, хрома)	Стеллит (сплав кобальта, никеля, хрома)

Характеристики штанг

Характеристика штанг	ГОСТ Р 51161 – 2002					Спецификация 11В АНИ			
Обозначение штанг	ШН-16	ШН-19	ШН-22	ШН-25	ШН-29	5/8"	3/4"	7/8"	1"
Диаметр тела штанги (d), мм	16,0	19,0	22,0	25,0	28,0	15,90	19,05	22,23	25,40
Размер цапфы под ключ, мм:									
Ширина (W _s)	22,0	26,0	26,0	33,0	38,0	22,2	25,4	25,4	33,3
Длина (W _L)	32,0	35,0	35,0	38,0	42,0	31,8	31,8	31,8	38,1
Длина штанги, мм - нормальная	8000, 7620, 9140					7580, 7590, 7600, 7610			
Длина укороченной штанги, мм	610, 915, 1220, 1830, 2440, 3050, 3660					1200, 1800, 2410, 3020			
Марка стали	Класс К — 20Н2М Класс С — 40Г2 Класс D — 40ХГМ и другие по ГОСТ 4543-71 или ГОСТ 1050-88					Определяется производителем			
Минимальный предел текучести σ _T , МПа	Класс К — 414 Класс С — 414 Класс D — 586					Класс К — 414 Класс С — 414 Класс D — 586			
Временное сопротивление разрыву, σ _в , МПа	Класс К — 620...793 С — 620...793 D — 793...965					Класс К — 620...793 С — 620...793 D — 793...965			

Таблица 2

Характеристика малогабаритных штанг

Показатели	Расчетные значения характеристик штанг диаметром 12,7 мм для сталей марок		Штанги марки 20Н2М ГОСТ 13877-96
	A1 1 1036	A1 1 4621	
Предел прочности, МПа	6650	6510	6000
Предел текучести, МПа	4900	5110	3900
Удлинение, %	19	21	21
Уменьшение площади поперечного сечения %	60	65	45
Твердость по Бр-лю	192	167	200

Примеры условных обозначений штанг

Штанга металлическая условным размером 19 мм, с высаженными головками, длиной 8000 мм из стали марки 40 (нормализованная), с соединительной муфтой из стали 40 (45) (нормализованная):

Штанга насосная ШН19-8000-40н ГОСТ 51161-2002

То же, штанга длиной 8000мм с приваренными головками:

Штанга насосная ШНП19-8000-40н ГОСТ 51161-2002

То же, штанга длиной 8000мм полая:

Штанга насосная ШНПП19-8000-40н ГОСТ 51161-2002

То же, штанга насосная стеклопластиковая с головками, прошедшими нормализацию:

Штанга насосная ШНС19-8000-40н ГОСТ 51161-2002

То же, штанга длиной 8000мм полая:

Штанга насосная ШНСП19-8000-40н-Н2 ГОСТ 51161-2002

Штанга условным размером 19 мм, длиной 8000 мм из стали марки 40, подвергнутая термообработке ВТМО, с соединительной муфтой из стали марки 20Н2М, класса Т, исполнения 2, удлиненная:

Штанга насосная ШН19-8000-40втмо-20Н2М-2У ГОСТ Р 51161-2002

То же, с муфтой класса П, исполнения 3:

Штанга насосная ШН19-8000-40втмо-20Н2М-П3 ГОСТ Р 51161-2002

Штанга условным размером 19 мм, длиной 8000 мм из стали марки 40 (нормализация), без соединительной муфты:

Штанга насосная ШН19-8000-40н ГОСТ Р 51161-2002

Штанга условным размером 19 мм, длиной 8000 мм из стали марки 30ХМА, нормализованная с высоким отпускком с последующим поверхностным упрочнением нагревом ТВЧ, без соединительной муфты:

Штанга насосная ШН19-8000-30ХМAnвоТВЧ ГОСТ Р 51161-2002

Штанга условным размером 22 мм, длиной 8000 мм из стали марки 15Х2НМФ, закаленная с высоким отпускком, без соединительной муфты:

Штанга насосная ШН22-8000-15Х2НМФзво ГОСТ Р 51161-2002

То же, нормализованная с высоким отпускком:

Штанга насосная ШН22-8000-15Х2НМФнво ГОСТ Р 51161-2002

Пример условного обозначения утяжеленных штанг:

Штанга утяжеленная условным размером 32 мм, с размером резьбы Ш 19, длиной 8000 мм из стали марки 40, подвергнутая высокотемпературной термомеханической обработке (ВТМО), с соединительной муфтой из стали марки 20Н2М, класса Т, исполнения 2:

ШУТ32-19-8000-40втмо-20Н2М –Т2 ГОСТ Р 51161-2002

Приложение 3

Таблица 1

Механические свойства материала труб и муфт

Наименование показателя	Группа прочности труб							
	Д _с	Д	К _с	К	Е Е _с	Л Л _с	М М _с	Р Р _с
Временное сопротивление σ_b , МПа, не менее	517	655	595	687	689	758	823	1000
Предел текучести σ_t , МПа, не менее	379		491		552	654	724	930
	552		600	600	758	862	921	1137
Относительное удлинение, d_s , %, не менее	18	14, 3	15	14	13	12,3	11,3	9,5

Таблица 2

Характеристики насосно-компрессорных труб по механической прочности

Условный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Внут. диаметр, мм	НКТ гладкие					НКТ равнопрочные				
			Страгивающая нагрузка (T_c) для резьбового соединения при $\sigma = \sigma_t$					Нагрузка (T_c) в теле трубы при $\sigma = \sigma_t$				
			Д	К	Е	Л	М	Д	К	Е	Л	М
48	4	40,3	11,87	15,6	17,15	20,3	23,4	21,1	27,9	30,6	36,3	41,9
60	5	50,3	20,8	27,4	30,15	35,6	41,1	33,0	43,4	47,5	56,4	65,1
73	5,5	62	29,4	38,7	42,6	50,5	58,3	44,3	58,3	64,1	75,9	87,6
89	6,5	76	44,6	58,5	64,5	76,25	88,0	63,9	84,1	92,5	109,4	126,2
102	6,5	88,6	45,9	60,8	66,4	78,5	90,6	73,7	97,1	106,8	126,1	145,5
114	7	100,3	56,7	74,6	82,2	97,2	112,1	89,6	117,9	129,7	153,1	176,6

Примеры условных обозначений:

Трубы НКТ бесшовные из стали группы прочности Е с условным диаметром 60 мм и толщиной стенки 5 мм, 1 группы длины:

- *Г-60х5-Е-1 ГОСТ Р 52203-2004* – для гладких труб;
- *В-60х5-Е-1 ГОСТ Р 52203-2004* - для труб с высаженными наружу концами;
- *Т-60х5-Е-1 ГОСТ Р 52203-2004* – для высокогерметичных гладких труб;
- *Б-60х5-Е-1 ГОСТ Р 52203-2004* - для высокогерметичных безмуфтовых с высаженными наружу концами.

При условии применения сталей групп прочности, принятых с определением величины ударной вязкости при пониженных температурах

- *Г-60х5-ЕХ-1 ГОСТ Р 52203-2004* – для гладких труб и т.д

Для электросварных прямошовных труб

- *Г-60х5-Е_с-1 ГОСТ Р 52203-2004* – для гладких труб и т.д..

НКТ с уплотнительным кольцом из полимерных материалов в муфте

- *ПГ-60х5-Е-1 ГОСТ Р 52203-2004.*

Муфты к ним :

- *Г-60хЕ ГОСТ Р 52203-2004;*

- *В-60хЕ ГОСТ Р 52203-2004;*

- *Т- 60хЕ ГОСТ Р 52203-2004;*

- *Б-60хЕ ГОСТ Р 52203-2004;*

- *ПВ-60-Е ГОСТ Р 52203-2004* – муфта с условным диаметром 60мм, изготовленной из стали группы прочности Е, с проточкой для установки уплотнительных колец.

Пример условного обозначения трубы НКТП из стали группы прочности Е, условным диаметром 89, толщиной стенки 6,5 мм и покрытием исполнения А и муфты к ней с покрытием:

НКТП А 89 х6,5- Е ТУ 1327-019-43826012-01;

П 89-Е ТУ 1327-019-43826012-01.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Архипов К.И., Думлер Е.Б. Скважинное штанговое насосное оборудование для добычи нефти: Учебное пособие. - Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2008.- 264с.
2. Архипов К.И., Попов В.И., Попов И.В.Справочник по станкам – качалкам.- Альметьевск: ТатАСУ, 2000 - 146 с.
3. Архипов К.И., Попов В.И. Справочник инженера-механика по ремонту нефтяного оборудования.- Альметьевск, ТатАСУ, 1999.-188с.
4. Валовский В.М., Валовский К.В. Цепные приводы штанговых скважинных насосов. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2004. - 480с.
5. Валеев М.Д., Хасанов М.М. Глубинно-насосная добыча вязкой нефти.- Уфа: Башкирское книжное издательство, 1992.-178с.
6. Добыча высоковязкой нефти в НГДУ «Нурлатнефть»/Р.Р.Ахмадуллин, В.В.Тронов//Нефтяное хозяйство.-2004.-№7-С.31-33.
7. Думлер Е. Б. Глубинные штанговые насосы (по АРІ). Учебное пособие.- Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2007.- 248с.
8. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А. Нефтегазопромысловое оборудование. Учебник для вузов – М. «Центр Лит Нефть Газ», 2006 -720 с.
9. Каталог нефтяного оборудования, средств автоматизации, приборов и спец материалов: Т.2 / Под ред. С.Г. Скрыпника. - М.: ВНИИОЭНГ, 1994.- 216с.
10. Международный каталог-справочник. Трубы нефтяного сортамента. / под. ред. В.Ю. Алекперова и В.Я. Кершенбаума. – М.: нефть и газ, 2000. - 311с.
11. Комплексная технология дефектоскопии и упрочнения штанг/ Г.А.Буденков, О.И.Шаврин, Н.А.Кокорин, О.В.Недзвецкая//Химическое и нефтегазовое машиностроение.-2002.№3-С.16-17
12. Протасов В.Н., Султанов Б.З., Кривенков С.В. Эксплуатация оборудования для бурения скважин и нефтегазодобычи.-М.:Недра, 2004.-690с.

13. Привод штанговых глубинных насосов ПШНГ8-3-5500// Нефтяное хозяйство.- 1993.-№12.-С.59.

14. РД 153 -39.1-254-02. Технология эксплуатации нефтяных скважин с высоковязкой продукцией с применением цепных приводов штангового насоса, 2002г.

15. Привод цепной скважинного штангового насоса. Руководство по эксплуатации. ПЦ 6005.000.00-00.00 РЭ – Бугульма, 2005.

16. Справочник по добычи нефти./ Андреев В.В., Уразаков К.Р., Далимов В.У., и др., 2000 – 376 с.

17. Справочное пособие по глубинно-насосному оборудованию. Под ред.Архипова К.И./ К.И.Архипов, Р.К.Абзипаров, С.Х.Мотыгуллин, .Н.Баров, Е.Б.Думлер.-Альметьевск, ТатАСУнефть, 2008.-212с.

18. Уразаков К.Р., Богомольный Е.И., Сейтпагамбетов Ж.С.,Гпзаров А.Г. Насосная добыча высоковязкой нефти из наклонных и обводненных скважин\\ под ред. М.Д.Валеева.- М.: ООО»Недра-Бизнесцентр»,2003.-303с.

ОГЛАВЛЕНИЕ:

Введение.....	3
1. Приводы штангового скважинного насоса.....	5
1.1. Балансирные приводы ШСН.....	6
1.2. Эксплуатация балансирных приводов	26
1.3. Безбалансирны длинноходовые приводы ШСН.....	28
1.4. Эксплуатация цепного привода.....	40
1.5. Обустройство скважин при эксплуатации ШСНУ.....	44
1.6. Монтаж балансирных приводов ШСН.....	48
1.7. Монтаж цепных приводов ШСН.....	51
2. Скважинные штанговые насосы.....	59
2.1. Вставные штанговые насосы.....	61
2.2. Невставные штанговые насосы.....	65
2.3. Эксплуатация штанговых насосов.....	69
2.4. Ремонт штанговых скважинных насосов.....	76
2.5. Приемка и транспортирование штанговых насосов.....	79
2.6. Монтаж штанговых насосов.....	81
3. Насосные штанги и муфты.....	83
3.1. Конструктивные особенности насосных штанг.....	83
3.2. Эксплуатация штанг.....	87
3.3. Транспортирование и хранение насосных штанг.....	93
3.4. Комплексная технология диагностики и упрочнения насосных штанг.....	94
4. Насосно-компрессорные трубы.....	98
4.1. Конструктивные особенности НКТ.....	98
4.2. Эксплуатация НКТ.....	105
4.3. Транспортирование и хранение НКТ.....	109
4.4. Технологические схемы ремонта НКТ.....	110

4.5. Гидравлические испытания труб.....	119
Приложения.....	121
Литература.....	127

Электронная библиотека АГНМ

Подписано в печать 15.05.2009 г.

Формат 60×84/16

Печать RISO Объем 8,25 ус.печ.л.

Тираж 45 экз. Заказ № 102

ТИПОГРАФИЯ

**АЛЬМЕТЬЕВСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО
НЕФТЯНОГО ИНСТИТУТА**

423452, Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, 2